

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA**  
**INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**  
**DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**

**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DO CAMPO PETROLÍFERO**  
**DE NAMORADO – BACIA DE CAMPOS – RJ**

**LEONARDO BRANCO DA SILVA**

**MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA**  
**DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO**  
**OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA ESTÁGIO DE CAMPO IV. TEMA**  
**VINCULADO AO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO DE RECURSOS**  
**HUMANOS EM GEOLOGIA DO PETRÓLEO APOIADO PELA ANP –**  
**AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (PRH-18).**

**RIO DE JANEIRO**

**ABRIL de 2002**

M  
GL  
5586 CA

**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA DO CAMPO PETROLÍFERO DE  
NAMORADO – BACIA DE CAMPOS –RJ**

**LEONARDO BRANCO DA SILVA  
DRE 097123548**

**MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA  
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO  
OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA ESTÁGIO DE CAMPO IV. TEMA  
VINCULADO AO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO DE RECURSOS  
HUMANOS EM GEOLOGIA DO PETRÓLEO APOIADO PELA ANP –  
AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (PRH-18).**

**ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: GEOFÍSICA**

**ORIENTADOR: JOSÉ AGNELO SOARES**

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

**MSc José Agnelo Soares  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO**

**Dr. Jadir da Conceição da Silva  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO**

**Dr. Cláudio Bettini  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO**

**RIO DE JANEIRO, 01 de ABRIL de 2002**

---

**RESUMO**

---

No que se refere aos perfis geofísicos, as rochas são distinguidas em função de suas propriedades elétricas (resistividade elétrica ou potencial eletroquímico natural), acústicas (velocidade de propagação ou tempo de trânsito de ondas sonoras) e radioativas (radioatividade natural ou induzida), medidas através de sensores que percorrem poços abertos. São inferidas, a partir dessas medições, a porosidade/densidade, litologia/argilosidade e a presença e tipo de fluido (gás, líquido ou salmoura) nas rochas.

Utilizando os dados de perfis geofísicos do campo petrolífero de Namorado, Bacia de Campos, liberados pela Agência Nacional do Petróleo – ANP, o trabalho consiste em: 1 – confeccionar gráficos envolvendo essas propriedades, 2 – analisá-los juntamente com perfis de descrição de testemunhos, 3 – identificar relações válidas para determinadas fácies, 4 – calcular modelos petrofísicos para essas fácies e 5 – correlacionar os resultados.

Os resultados obtidos constituem elementos fundamentais na modelagem de sistemas petrolíferos no que diz respeito à identificação de possíveis rochas-reservatório e selantes, além de delimitar os reservatórios de óleo, gás ou salmouras já conhecidos.

**ÍNDICE**

1.0. Introdução	4
2.0. A Bacia de Campos	5
2.1. Localização	5
2.2. Estratigrafia	6
2.3. Evolução Tectono-sedimentar	9
2.4. Arcabouço Estrutural	10
3.0. Generalidades	12
4.0. Objetivo	14
5.0. Dados Utilizados	14
6.0. Parâmetros utilizados no Cálculo dos Modelos Petrofísicos	15
6.1. Propriedades Elásticas da Rocha	15
6.2. Propriedades Sísmicas dos Gases	17
6.3. Propriedades Sísmicas dos Óleos	19
6.4. Propriedades Sísmicas da Salmoura	21
6.5. Propriedades Sísmicas das Misturas de Fluidos	23
6.6. Propriedades Sísmicas do Arcabouço Sólido	24
7.0. Metodologia	25
7.1. Confecção de Gráficos de Cruzamento	27
7.2. Análise com Perfis de Descrição de Testemunhos	27
7.3. Cálculo de Modelos Petrofísicos	29
7.4. Verificação da Validade dos Modelos	31
7.5. Correlação dos Resultados	32
8.0. Conclusões	33
I. Apêndice	
i. Cálculo da Argilosidade a partir de Perfis de Raios Gama	35
ii. Cálculo da Saturação pela Lei de Archie	36
iii. Programa utilizado - Procedimentos adotados	38
II. Anexo I – Gráficos de Cruzamento dos Perfis Geofísicos	50
III. Anexo II – Representação Gráfica dos Modelos Calculados	73
IV. Referências Bibliográficas	85
V. Bibliografia	86



## 1.0. INTRODUÇÃO

A Bacia de Campos está localizada na costa norte do estado do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo, entre os paralelos 21 e 23. É a área sedimentar de maior produção de hidrocarbonetos da plataforma continental brasileira, ocupando cerca de 100.000 km<sup>2</sup> e se estendendo além da lâmina d'água de 3000m. Dentre as bacias costeiras brasileiras desprovidas de afloramento, a bacia de Campos é a geologicamente mais conhecida, graças à perfuração de centenas de poços nas últimas décadas. As informações de subsuperfície são amplamente enriquecidas por uma extensa malha sísmica de mais de 350.000 km de extensão e por levantamentos gravimétricos e magnetométricos. Desde a descoberta do Campo de Garoupa em 1974, mais 34 campos foram descobertos em lâminas d'água de até 1850m (até 2001)

O campo de Namorado, descoberto em 1975 pelo poço exploratório 1-RJS-19 da Petrobrás S.A., encontra-se sob uma coluna d'água em torno de 170m próximo à borda da plataforma continental. Trata-se de camadas isoladas de arenitos turbidíticos de idade cenomaniana que ocupam uma área de aproximadamente 20 km<sup>2</sup>, sendo limitada a oeste e sudeste por falhamentos lítricos e apresentando terminação do tipo "pinchout" nas outras direções. Apresentam-se inseridas em depósitos de baixa energia (calcilitito, margas e folhelhos da Formação Macaé) sobrepostos diretamente sobre uma plataforma carbonática albiana. Constitui um exemplo de um reservatório estrutural/estratigráfico formado por eventos de falhamentos lítricos e fluxos de densidade.

Utilizando dados fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo – ANP, que incluem perfis geofísicos, descrição de testemunhos, seções sísmicas, medições laboratoriais e histórico de produção, este estudo se propõe a caracterizar o campo petrolífero de Namorado, distinguindo as propriedades petrofísicas das várias fácies (reservatórios e selantes) que compõem este campo e correlacionando-as com base em seções sísmicas. Este trabalho foi desenvolvido como parte do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo junto à Universidade Federal do Rio de Janeiro (PRH-18 ANP/UFRJ) integrando o trabalho final exigido pelo curso de graduação em Geologia da universidade.

## 2.0. A BACIA DE CAMPOS

São apresentados neste item diversos aspectos geológicos da Bacia de Campos, cujo conhecimento é fundamental para um melhor desenvolvimento dos objetivos propostos neste trabalho.

### 2.1. Localização

A Bacia de Campos está localizada na porção sudeste do Brasil, ao longo da costa norte do Estado do Rio de Janeiro (Figura 1). Possui uma área aproximada de 100.000 km<sup>2</sup>, se estendendo além da lâmina d'água de 3.000m. É separada da Bacia do Espírito Santo, a norte, pelo Alto de Vitória, e da Bacia de Santos, a sul, pelo Alto de Cabo Frio.

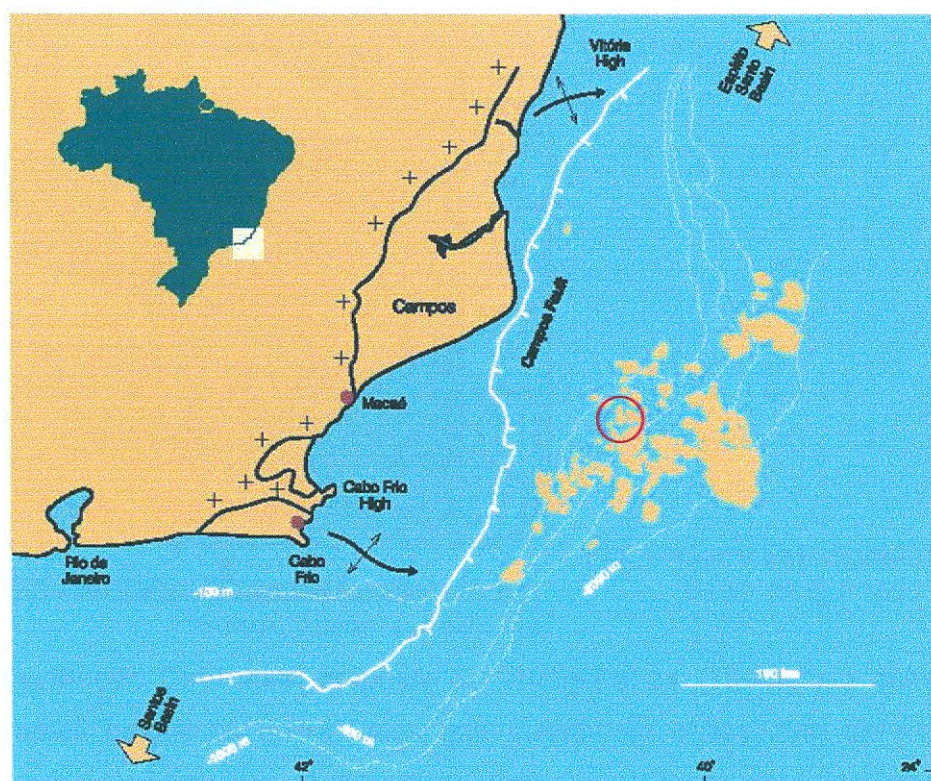


Fig. 1 - Mapa de localização da Bacia de Campos, mostrando a distribuição dos campos de petróleo. O círculo indica a área na qual se encontra o campo de Namorado.



2.2. Estratigrafia

Dois grupos de seqüências de terceira ordem podem ser reconhecidos no preenchimento da Bacia de Campos: um relacionado à tafrogenia continental inicial (Neocomiano) e outro moldado em condições oceânicas crescentes (Albiano-Holoceno). Neste contexto, são reconhecidas as seguintes unidades litoestratigráficas representadas na carta estratigráfica de Beltrami-Meister-Guardado (1982) mostrada abaixo.

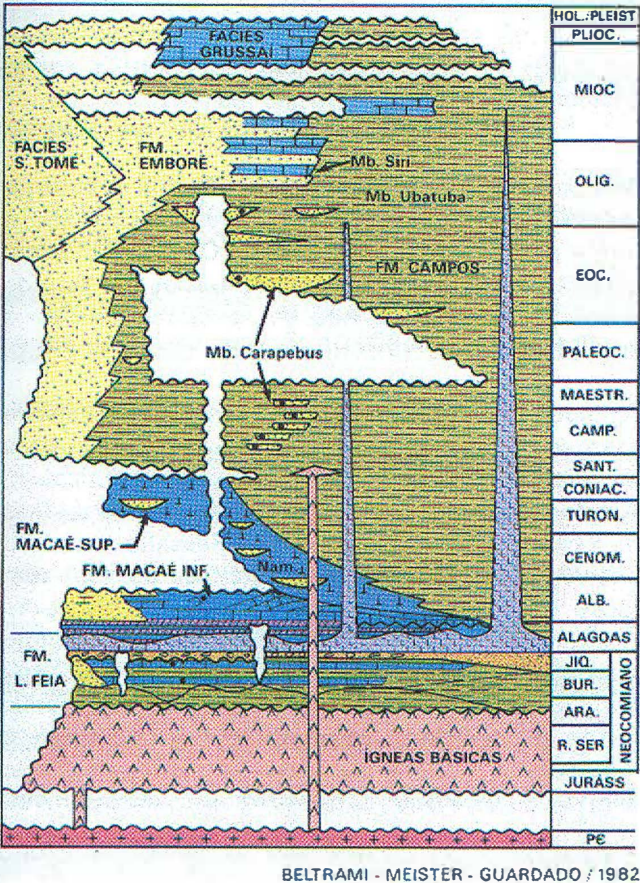


Fig. 2- Carta Estratigráfica da Bacia de Campos

**Formação Cabiúnas:** proposta por Rangel *et al.* (1994) para designar os derrames basálticos eocretáceos que constituem o assoalho de todo o preenchimento sedimentar da Bacia de Campos. A Formação Cabiúnas se caracteriza por basalto amigdaloidal, organizado em derrames e níveis de piroclásticos interestratificados com conglomerado polimítico. (Mizusaki *et al.* 1988 *apud* Rangel *et al.* 1994). Datações radiométricas utilizando o método K-Ar indicam idade entre  $122 \pm 5$  e  $134 \pm 4$  M.a. (Mizusaki *et al.* 1989 *apud* Rangel *et al.* 1994).

**Formação Lagoa Feia:** definida por Schaller (1973), abriga rochas de naturezas diversas, como conglomerado polimítico, arenito grosso conglomerático, arenito muito fino, folhelho e siltito. Dois tipos de rocha merecem destaque na forma de membros: o **Membro Coqueiros** denomina coquina organizada em camadas com espessuras entre 15 e 50 m, enquanto o **Membro Retiro** designa uma suíte evaporítica, composta essencialmente por halita hialina e anidrita branca. As camadas de halita estão com frequência fortemente remobilizadas, originando grandes domos de sal, que perfuram boa parte das rochas sedimentares subjacentes. O contato inferior da Formação Lagoa Feia com a Formação Cabiúnas é discordante, enquanto o contato superior é em geral concordante com a Formação Macaé (Rangel *et al.* 1994). As datações por ostracodes conferem à Formação Lagoa Feia as idades barremiana e aptiana. A interpretação paleoambiental reconhece a presença de leques aluviais, especialmente junto às falhas da borda oeste da bacia, além de sistemas fluviais, lacustres e planícies de *sabkha* (Rangel *et al.* 1987).

**Formação Macaé:** formalizada por Schaller (1973) para designar os calcirruditos, calcarenitos e calcilutitos sobrepostos aos evaporitos Lagoa Feia. Esta concepção foi mantida em suas linhas gerais por Rangel *et al.* (1994), com a individualização de três membros litologicamente muito distintos. O **Membro Quissamã** (ou "Macaé Inferior") designa espessos leitos de calcarenito e calcirrudito oolítico e detrital, por vezes extensivamente dolomitizado. O **Membro Outeiro** (ou "Macaé Superior") reúne calcilutito, marga e folhelho, por vezes com camadas isoladas de arenitos turbidíticos (**Arenito Namorado**), onde se encontram os campos de Albacora, Cheme, Marimbá e Namorado. O **Membro Goitacás** (ou "Macaé Proximal") caracteriza-se por conglomerado polimítico e arenito mal selecionado, e subordinadamente por calcilutito e marga. A Formação Macaé em geral recobre concordantemente a Formação Lagoa Feia, sendo recoberta em discordância pela Formação Ubatuba. As datações com base em palinóforos, foraminíferos planctônicos e nanofósseis calcários conferem idades albiana e cenomaniana à Formação Macaé. Estas rochas foram depositadas em leques aluviais, plataforma carbonática (Spadini *et al.* 1988 *apud* Rangel *et al.* 1994), talude e por correntes de turbidez, representando os primeiros sedimentos essencialmente marinhos da Bacia de Campos (Rangel *et al.* 1994).

**Grupo Campos:** proposto por Schaller (1973) como formação, para designar a seção clástico-carbonática sobreposta aos carbonatos Macaé. Rangel *et al.* (1994) subdividiu o Grupo Campos nas formações Ubatuba, Carapebus e Emborê.

**Formação Ubatuba:** nomeia a seção pelítica sobreposta em discordância aos carbonatos Macaé e lateralmente interdigitada com os clásticos e carbonatos da Formação Emborê. A Formação Ubatuba é composta por milhares de metros de pelitos, calcilutito e diamictito. Interpostos a esses sedimentos de baixa energia, ocorrem dezenas de arenitos turbidíticos, coletivamente referidos como Formação Carapebus. A parte inferior da Formação Ubatuba foi individualizada no Membro Tamoios, cujas rochas se caracterizam por apresentarem litificação mais pronunciada. As datações com base em palinomorfos, foraminíferos planctônicos e nanofósseis calcários conferem idades turoniana a maastrichtiana. A sedimentação dos pelitos Ubatuba prosseguiu pelo Cenozóico até o Holoceno. Esta Unidade foi depositada em ambiente francamente marinho, batial e abissal (Rangel *et al.* 1994).

**Formação Carapebus:** caracterizada por arenito fino a conglomerático, organizado em camadas intercaladas com os pelitos da Formação Ubatuba. Os arenitos Carapebus resultam da atuação de correntes de turbidez em ambiente de talude e bacia do Turoniano ao Holoceno (Rangel *et al.* 1994).

**Formação Emborê:** definida por Schaller (1973) como arenitos e carbonatos impuros sobrepostos e lateralmente interdigitados com os pelitos Ubatuba. O Membro São Tomé designa os clásticos grossos vermelhos que ocorrem ao longo da borda oeste da bacia; o Membro Siri é formado por calcarenito bioclástico; e o Membro Grussaí compõe-se de calcarenito bioclástico e detrital. As rochas da Formação Emborê depositaram-se em leques costeiros e plataforma carbonática, do Maastrichtiano (?) ao Holoceno (Rangel *et al.* 1994). Dentro deste pacote é possível reconhecer ainda discordâncias que permitiram a definição das sequências K120 a T60 de margem passiva. Dentro da sequência T40, destaca-se uma zona condensada correspondente a uma superfície de inundação máxima, traduzida em um conspícuo leito de calcilutito conhecido como Marco Azul.

### 2.3. Evolução Tectono-sedimentar

A história da Bacia de Campos é similar à das demais bacias marginais da costa leste brasileira, relacionada com a ruptura do paleocontinente Gondwana que culminou com a abertura do Atlântico Sul. Neste contexto, são reconhecidas as seguintes fases de desenvolvimento da Bacia de Campos:

**Rifte (Neocomiano):** Nesta fase ocorre a ruptura do Gondwana e a formação de uma grande calha de dimensões continentais (*rift valley*) através de adelgaçamento crustal e falhamentos normais com vulcanismo associado, que na Bacia de Campos é representado pelos Basaltos da Formação Cabiúnas. Segundo Rangel *et al.* (1994), é difícil precisar a época em que se iniciou a ruptura e conseqüente subsidência da fase rifte da Bacia de Campos. Com base em escassas datações radiométricas nestes basaltos, esse momento situa-se tentativamente no final do Neocomiano. O abatimento sucessivo de blocos originou a formação de um relevo que alterna *horsts* e *grabens* que serão ocupados por sistemas aluviais e lacustres. Inicialmente predominam pequenos lagos de água doce que, com a subsidência do rifte, coalescem em grandes lagos cuja salinidade vai aumentando até atingirem um estágio de hipersalinidade, que ocorre na Fase do Golfo subsequente. Nestes grandes lagos é propício haver uma explosão de vida, com a superprodutividade algálica fornecendo a matéria prima necessária para a geração futura de hidrocarbonetos na bacia (Castro, 2000). A parte inferior da Formação Lagoa Feia (Barremiano a Eoaptiano), que possui importante seção de rochas geradoras de petróleo na Bacia de Campos, foi depositada neste contexto.

**Transição (Aptiano):** Neste estágio evolutivo, a fase rifte é consumada e ocorre a implantação efetiva da crosta oceânica. Nesta fase, a larga calha formada pela fase anterior é invadida pela água marinha de forma definitiva, com a implantação de um braço de mar alongado. As altas ombreiras do rifte restringem a circulação atmosférica, favorecendo uma aridez climática, levando à concentração de sais por evaporação das águas do golfo, que podem assumir uma composição hipersalina, sendo comum a formação de rochas evaporíticas. A hipersalinidade funciona como um inibidor da atividade bacteriana, retardando assim a decomposição orgânica. Dessa forma, ocorre a

acumulação de lamas sapropélicas (ricas em matéria orgânica). O alto teor de carbono dessas lamas resulta em grande potencial para geração futura de hidrocarboneto. Neste momento evolutivo da bacia, foram depositadas as porções média e superior da Formação Lagoa Feia. De acordo com Rangel *et al.* (1994), a porção média é composta por conglomerados e pelitos fluvio-lacustres barremianos e eoaptianos, enquanto a porção superior traduz-se nos evaporitos neo-aptianos do Membro Retiro, refletindo os primeiros sinais de influência marinha na sedimentação. Esses evaporitos serão remobilizados já no Eoalbiano em resposta ao peso dos sedimentos depositados durante a fase de margem passiva, resultando no desenvolvimento de falhamentos lístricos e feições dômicas principalmente na parte mais distal da bacia.

**Margem Passiva (Albiano – Holoceno):** No Eoalbiano a bacia passou a receber os primeiros sedimentos essencialmente marinhos, quando se instalou a plataforma carbonática que deu origem aos calcarenitos e dolomitos do Membro Quissamã. Os carbonatos de baixa energia do Membro Outeiro, mais a parte superior dos clásticos Goitacás, refletem condições marinhas mais profundas, consequência de uma subida do nível relativo do mar. Nesse contexto transgressivo, depositaram-se os arenitos turbidíticos do Campo de Namorado às bordas da plataforma carbonática. A partir do Maastrichtiano, instalou-se um sistema de leques costeiros – plataforma –talude – que deu origem aos clásticos Emborê e a parte superior dos pelitos Ubatuba e turbiditos Carapebus (Rangel *et al.* 1994). Estes últimos capturados por calhas estruturais formadas nas zonas adjacentes a altos estruturais pelo desenvolvimento de falhas de crescimento associadas à movimentação halocinética.

## **2.4. Arcabouço Estrutural**

A Bacia de Campos é limitada a sul pelo Alto de Cabo Frio, a oeste pelo continente e ao norte pelo Alto de Vitória. Apresenta dois estilos tectônicos distintos e sucessivos: o primeiro, representado por blocos abatidos (*semi-horsts* e *semi-grábens* alinhando E-NE), associado ao rifteamento inicial do Paleocontinente Gondwana durante o Cretáceo inferior, e o segundo caracterizado por grande número de feições dômicas, alinhadas ao longo de



falhamentos lístricos associados à evolução do Atlântico Sul do Cretáceo Superior ao recente. Separando esses dois estilos estruturais, tem-se uma camada de evaporito situada no Aptiano-Alagoas (Formação Lagoa Feia) depositada em um estágio de abertura incipiente do Atlântico Sul sob condições de circulação restrita e clima árido. O arcabouço estrutural da Bacia está mostrado na figura 3. Nela, destaca-se a presença de uma área de embasamento raso na região costeira, onde sedimentos terciários assentam-se sobre basaltos. Após a linha de charneira (Falha de Campos), aparecem sub-bacias contendo semi-*horsts* e semi-*grábens* alinhados principalmente E-NE, separadas pela grande feição positiva do Alto de Badejo.

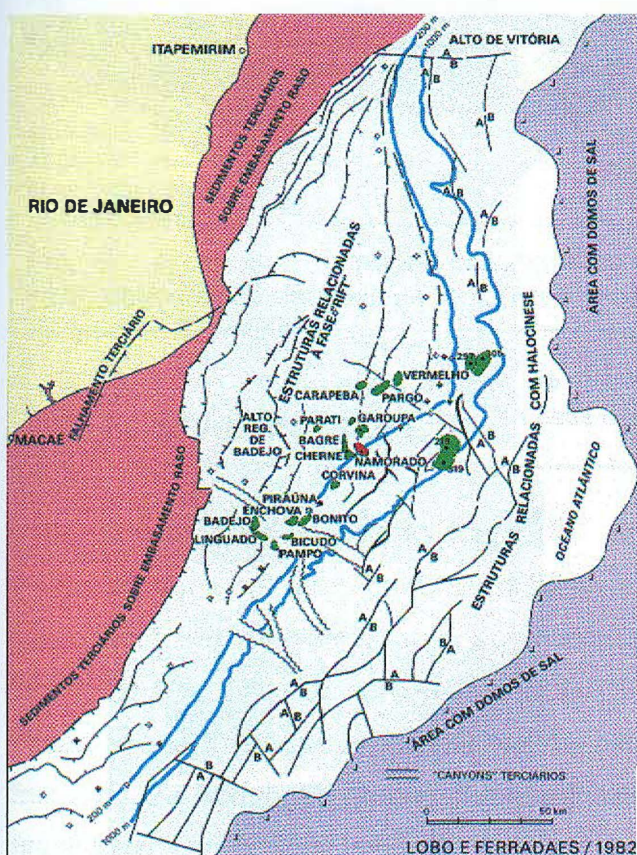


Fig. 3-Arcabouço Estrutural da Bacia de Campos

Superimposto ao arcabouço da fase tafrogênica, ocorre outro estilo tectônico propulsionado pela intensa halocinese que se operou à medida que os sedimentos foram depositados, aumentando o peso sobre a camada de sal. Essa movimentação é responsável pela formação de grande número de feições dômicas, alinhadas ao longo de falhas de crescimento, que morrem nas



camadas evaporíticas. Nas áreas onde o sal apresentava grande espessura, esta movimentação, iniciada já no Eoalbiano, estendeu-se até o Mioceno, condicionando a distribuição dos sedimentos e determinando a formação de calhas estruturais profundas, estas captando folhelhos de água profunda e arenitos turbidíticos, controlando sua geometria e continuidade lateral. A figura 4 mostra o arcabouço estrutural-estratigráfico da Bacia de Campos em uma seção geológica NO-SE ao longo dos compartimentos exploratórios proximal (lâmina d'água até 100m), intermediário (100 a 2000m) e distal (2000m até as "muralhas" de sal em torno de 3000m).

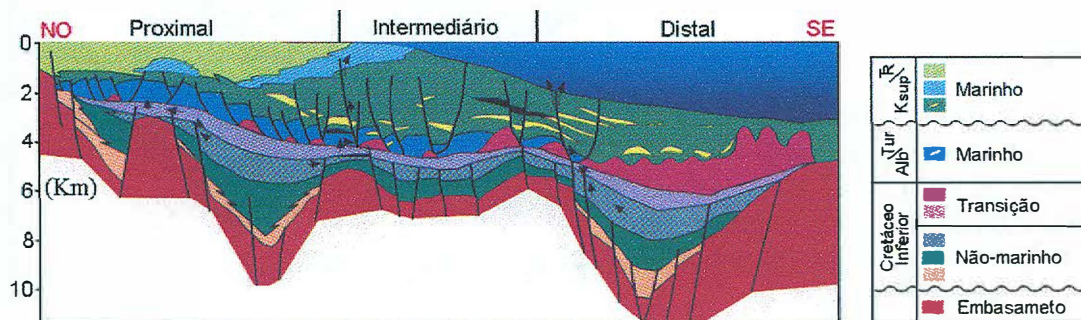


Fig. 4 - Arcabouço estrutural-estratigráfico da Bacia de Campos, onde se pode observar os dois estilos tectônicos separados pela camada de evaporito da fase de Transição

### 3.0. GENERALIDADES

O campo de Namorado ocupa uma área de cerca de 20km<sup>2</sup> sob uma coluna de água em torno de 170m próximo à borda da plataforma continental. Foi descoberto em 1975 pelo poço exploratório 1RJS-19 perfurado pela Petrobrás S.A. Trata-se de camadas isoladas de arenitos turbidíticos de idade cenomaniana inseridas em depósitos de baixa energia (calcilutito, margas e folhelhos da Formação Macaé Superior) assentados diretamente sobre uma plataforma carbonática albiana. Consiste em um arenito de granulometria bimodal, de composição arcoseana (rico em ortoclásio), com pouca ou nenhuma matriz argilosa, por vezes cimentado por calcita, limitado a oeste e sudeste por falhamentos lístricos e apresentando terminação do tipo "pinchout" nas outras direções. O topo está localizado a uma profundidade de 2950m e os corpos mais profundos a 3150m. A espessura total chega a 110m, podendo ser dividida em vários corpos isolados. Estes apresentam boa continuidade lateral,

com alta transmissividade de pressão. Constitui um exemplo de um reservatório estrutural/estratigráfico confinado, formado por eventos de falhamentos listricos e fluxos de densidade estruturado por intensa halocinese. A figura 5 mostra um modelo deposicional segundo Barros e outros (1982), e a figura 6 mostra a seção esquemática do campo de Namorado feita por Guardado e Arso (1985).



Fig. 5 - Modelo Depositional para o intervalo cenomaniano da Bacia de Campos. O campo de Namorado situa-se no sistema deposicional confinado.

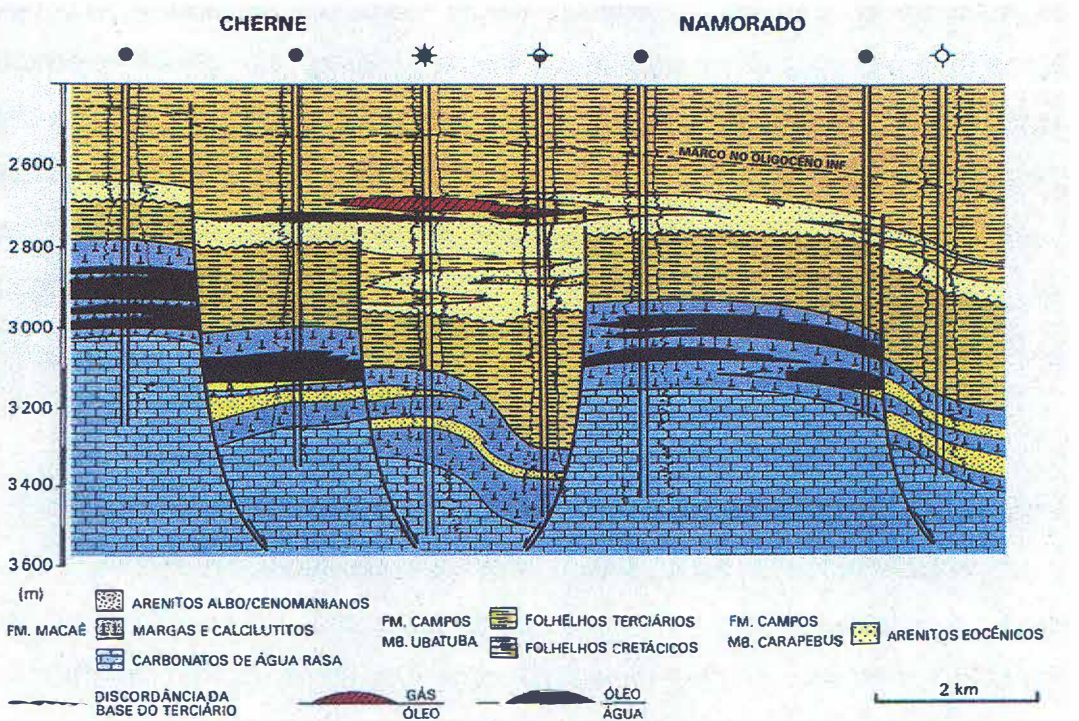


Fig. 6- Seção Geológica dos campos de Namorado e Cherne. (Guardado e Arso (1985))

O óleo produzido deste campo é relativamente pesado (25-30 °API), tendo como rocha fonte são os sedimentos lacustrinos da parte inferior da formação Lagoa Feia. Estas rochas alcançaram a maturidade durante o



Eoceno-Oligoceno, estando atualmente dentro da janela de geração de óleo. O óleo foi transmitido aos reservatórios turbidíticos através de falhas de crescimento associadas à movimentação halocinética.

#### **4.0. OBJETIVO**

O presente trabalho tem por objetivo caracterizar o campo petrolífero de Namorado, associando as medidas de porosidade, densidade, argilosidade, resistividade elétrica e velocidade acústica, inferidas a partir de perfis geofísicos, às várias fácies descritas em perfis de testemunho. Desta forma, espera-se identificar as propriedades petrofísicas das várias fácies ou grupos de fácies representativas dos intervalos tanto reservatório quanto do não reservatório do campo. Ao integrar os dados de perfis geofísicos com seções sísmicas, espera-se identificar sinais característicos para as várias fácies ou grupos de fácies, de forma a permitir um mapeamento sísmico e a geração de um modelo de distribuição das várias fácies que compõem o Campo de Namorado. Adicionalmente, foram testados modelos petrofísicos existentes na literatura, como alternativa de correlação das fácies com base em suas propriedades sísmicas.

#### **5.0. DADOS UTILIZADOS**

Para alcançar o objetivo, fez-se uso de um conjunto de dados fornecido pela Agência Nacional do Petróleo - ANP, que envolve dados de perfis geofísicos de poços, descrição de testemunhos, seções sísmicas, medições laboratoriais e histórico de produção. Os dados utilizados neste trabalho foram:

- Programa sísmico 3D migrado (formato SEG Y):

0228\_CAMPOS\_SUL\_10A

- Suites de curvas (GR, ILD, RHOB, NPHI e DT) de 14 poços
- Descrições de testemunhos (Formato Anasete)
- Mapas e listagens (posicionamento sísmico, de poços e dos vértices do Campo)

Cabe aqui mencionar alguns problemas encontrados quanto à utilização destes dados. As suítes de curvas liberadas pela ANP correspondem a 56 poços, dos quais 42 são desviados, faltando dados quanto às suas orientações em subsuperfície (azimute, inclinação ou curva de profundidade verdadeira). Optou-se então por utilizar apenas os 14 poços verticais, eliminando problemas de falseamento dos intervalos interpretados. Os perfis sônicos desses 14 poços correspondem apenas ao intervalo de profundidade do campo, de forma que, para a amarração dos poços com as seções sísmicas, é necessária uma tabela tempo-profundidade ("checkshot") de pelo menos um poço, informação não disponibilizada pela ANP. Assim, essa operação de amarração poço-sísmica foi prejudicada, realizada de maneira visual a partir de sinais de referência. O programa sísmico 3D fornecido consiste em uma série de levantamentos independentes paralelos realizada no extremo sudeste do campo, de forma que, para a sua utilização como 3D, é necessária uma operação de concatenação das várias linhas que compõem o levantamento. Esta operação de concatenação das linhas foi realizada utilizando um aplicativo ("SegyBinder") integrante do programa utilizado neste trabalho e encontra-se descrita no apêndice iii.

## **6.0. PARÂMETROS UTILIZADOS NO CÁLCULO DOS MODELOS PETROFÍSICOS**

São apresentados neste item os diversos parâmetros que serão utilizados para o cálculo dos modelos petrofísicos no item 7.3. São discutidas as propriedades sísmicas dos gases, óleos, salmoura, mistura de fluidos, arcabouço sólido e da rocha como um todo, demonstrando as fórmulas utilizadas em suas determinações.

### **6.1. Propriedades elásticas da rocha**

Sob o ponto de vista petrofísico, uma rocha sedimentar é dividida em duas partes: a parte sólida, englobando o arcabouço, o cimento e a matriz da rocha, e os poros, ou seja, os espaços vazios da rocha, geralmente preenchidos por fluidos (Figura 7).

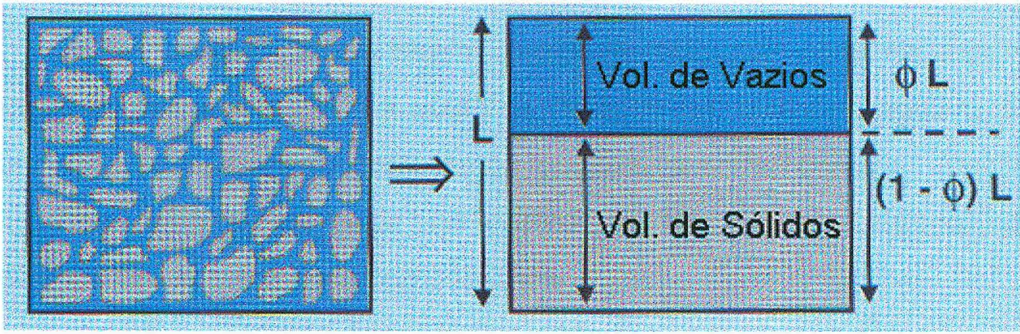


Fig. 7 - Modelo teórico das rochas sob o ponto de vista da petrofísica

A velocidade de propagação de uma onda elástica através da rocha depende da proporção de cada um desses componentes. Por conseguinte, torna-se possível o uso de medidas da velocidade do som através das rochas para determinar a razão de proporcionalidade entre sólidos, líquidos e gases. Essas medidas podem ser inferidas diretamente de perfis sônicos ou calculadas como função das constantes elásticas da rocha. Estas, calculadas em laboratório com base na lei de Hooke, consistem em relações entre tensões e deformações sofridas por um corpo. Assim as três constantes elásticas mais comumente usadas no cálculo das velocidades das ondas P (compressional) e S (cisalhante) estão representadas na figura 8.

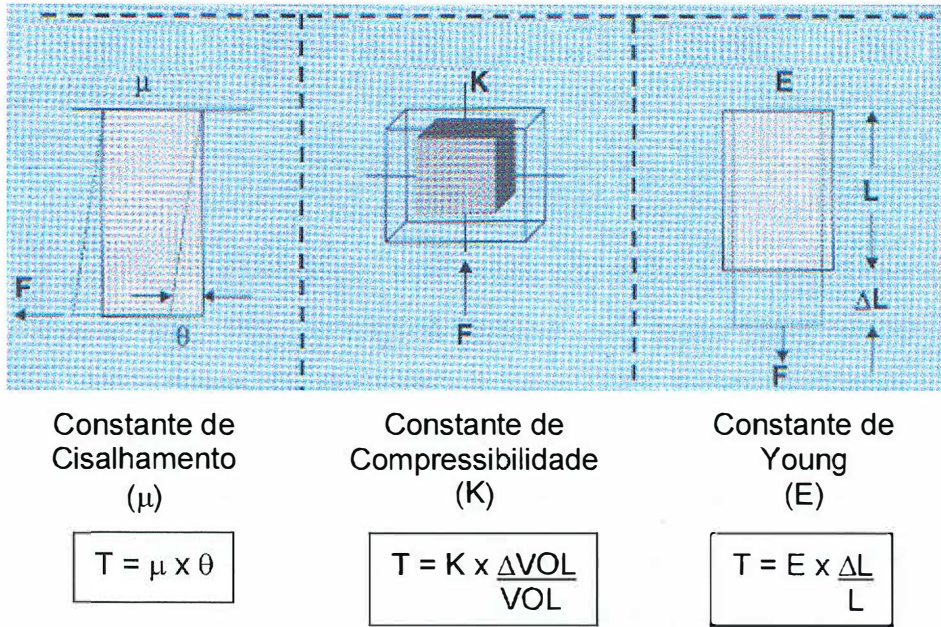


Fig. 8 - Constantes elásticas das rochas (T = Tensão)

Outra relação "stress-strain" bastante utilizada para caracterizar a elasticidade de uma rocha é a razão de Poisson ( $\nu$ ), a razão negativa entre a deformação transversal e a deformação longitudinal de um corpo.

Para materiais porosos, no entanto, o módulo de compressibilidade precisa ser dividido em seus componentes:

$K_{flu}$  → Módulo de compressibilidade dos fluidos contidos nos poros

$K_{sol}$  → Módulo de compressibilidade do arcabouço sólido

$K_{dry}$  → Módulo de compressibilidade da rocha seca

Os dois primeiros são facilmente estimados de perfis geofísicos, sendo o último mais difícil de se obter (não considerado neste trabalho).

As velocidades de propagação das ondas P e S são dadas então por:

$$V_P = [(K + 4/3\mu) / \rho_{rocha}]^{1/2} \quad (\text{Equação 6.1.1})$$

$$V_S = (\mu / \rho_{rocha})^{1/2} \quad (\text{Equação 6.1.2})$$

## 6.2. Propriedades sísmicas dos gases

A fase gasosa é a mais fácil de se caracterizar. Hidrocarbonetos gasosos consistem usualmente de alcanos leves (metano, etano, propano, butano). Gases adicionais como vapores d'água e hidrocarbonetos mais pesados podem ocorrer, dependendo da pressão, temperatura e história do depósito.

As propriedades elásticas dos gases são calculadas com base na lei dos gases ideais que, em condições típicas de exploração, sofre algumas correções. Além dessa lei, algumas considerações devem ser feitas a respeito das propriedades dos gases, tais como:

- Devido ao maior coeficiente de expansão termal nos fluidos, a variação da temperatura associada à compressão e à dilatação da passagem da onda acústica é substancial, de forma a considerarmos o processo como sendo adiabático, não isothermal.

- Misturas gasosas são caracterizadas por uma densidade específica,  $G$ , a razão entre a densidade do gás e a densidade do ar a 15,6°C e sob pressão atmosférica. Gases típicos possuem valores de  $G$  de 0.56 para metano quase

puro a maiores que 1.8 para gases com componentes mais pesados, de maiores números de carbono.

- A variedade composicional de gases naturais e sua ocorrência normalmente associada com a fase líquida constituem uma complicação adicional em qualquer tentativa de descrever suas propriedades. Para compostos puros, a pressões e temperaturas elevadas, as propriedades das fases líquida e gasosa tornam-se indiferentes em um ponto conhecido como ponto crítico. Para misturas, este ponto de homogeneização de fases depende da composição e é referido como ponto pseudocrítico, com temperaturas e pressões pseudocríticas ou pseudoreduzidas,  $T_{pc}$  e  $P_{pc}$ , respectivamente. Thomas *et al.* (1970) examinaram numerosos gases naturais e acharam relações simples entre  $G$  e a pressão pseudoreduzida  $P_{pr}$  e a temperatura pseudoreduzida  $T_{pr}$ :

$$P_{pr} = P / P_{pc} = P / (4.892 - 0.4048 G), \quad (\text{Equação 6.2.1})$$

$$T_{pr} = T_a / T_{pc} = T_a / (94.72 + 170.75 G), \quad (\text{Equação 6.2.2})$$

- A densidade dos gases sob pressões e temperaturas tipicamente encontradas na exploração de óleo pode ser calculada utilizando a aproximação:

$$\rho \cong 28.8GP / ZRT_a \quad (\text{Equação 6.2.3})$$

Onde  $Z$  é um fator de compressibilidade utilizado em virtude da incompatibilidade da lei do gás ideal sob condições de exploração e é dado por:

$$Z = [0.03 + 0.00527(3.5 - T_{pr})^3] P_{pr} + (0.642T_{pr} - 0.007T_{pr}^4 - 0.52) + E \quad (\text{Equação 6.2.4})$$

e

$$E = 0.109 (3.85 - T_{pr})^2 \exp \{ -[0.45 + 8 (0.56 - 1 / T_{pr})^2] P_{pr}^{1.2} / T_{pr} \}. \quad (\text{Equação 6.2.5})$$



Finalmente, a constante de compressibilidade adiabática do gás, sob condições de exploração, pode ser determinada utilizando a aproximação:

$$K_S \cong P_{\gamma_0} / (1 - (P_{pr} / Z) (\delta Z / \delta P_{pr}))_T, \quad (\text{Equação 6.2.6})$$

o

$$\gamma_0 = 0.85 + 5.6 / (P_{pr} + 2) + 27.1 / (P_{pr} + 3.5)^2 - 8.7 \exp [-0.65 (P_{pr} + 1)]$$

(Equação 6.2.7)

E os valores  $\delta Z / \delta P_{pr}$  são obtidos das equações 6.2.4 e 6.2.5

### 6.3. Propriedades sísmicas dos óleos

Óleos crus consistem em misturas orgânicas extremamente complexas, variando de líquidos leves de baixo número de carbonos (condensados de gases) a alcatrões muito pesados (betume, querogênio). Sob condições não-confinantes, apresentam densidades que podem variar de menos de 0,5 g/cm<sup>3</sup> a maiores de 1 g/cm<sup>3</sup>, com maior parte dos óleos produzidos no intervalo de 0,7 a 0,8 g/cm<sup>3</sup>. Uma densidade de referência  $\rho_0$  que pode ser usada para caracterizar um óleo é medida a 15,6 °C e sob pressão atmosférica. Outra classificação largamente utilizada para óleos crus é o número de gravidade do American Petroleum Institute (API) definido como:

$$API = 141,5 / \rho_0 - 131,5$$

Esta resulta em números em torno de cinco para muitos óleos pesados e 100 para condensados leves. Estipulando um valor de  $\rho_0$  ou da gravidade API podemos realizar estimativas razoáveis das propriedades *in-situ* dos óleos. Estes podem conter grandes quantidades de gases ou hidrocarbonetos leves em solução. Óleos crus muito leves são freqüentemente condensados de uma fase gasosa, a qual se desprende durante a produção, devido à queda da pressão. O fluido original *in-situ* é usualmente caracterizado por  $R_G$ , a razão de volume de gás liberado do óleo remanescente à pressão atmosférica e temperatura de 15,6 °C:



$$R_G = 0,02123G [P \exp(4,072 / \rho_0 - 0,00377T)]^{1,205} \quad (\text{Equação 6.3.1})$$

o  $R_G$  é em litros/litro (1L/L = 5,615 cu ft/BBL) e  $G$  é a densidade específica do gás (Standing, 1962).

Uma pseudodensidade  $\rho'$  baseada na expansão causada pela quantidade de gás pode ser calculada como:

$$\rho' = \rho_0 (1 + 0,001R_G)^{-1} / B_0 \quad (\text{Equação 6.3.2})$$

Onde  $B_0$  é um fator de volume derivado por Standing (1962) dado por:

$$B_0 = 0,972 + 0,00038[2,4R_G (G/\rho_0)^{1/2} + T + 17,8]^{1,175} \quad (\text{Equação 6.3.3})$$

A densidade verdadeira de um óleo saturado (óleo vivo) também pode ser calculada usando  $B_0$ , mas a massa do gás dissolvido precisa ser incluída:

$$\rho_G = (\rho_0 + 0,0012GR_G) / B_0 \quad (\text{Equação 6.3.4})$$

Onde  $\rho_G$  é a densidade do óleo em estado de saturação. Em temperaturas e pressões que diferem daquelas da saturação,  $\rho_G$  precisa ser ajustado usando equações adicionais. As densidades dos óleos freqüentemente decrescem com aumento da pressão ou profundidade, quando mais gases entram em solução.

Wang (1988) e Wang et al., (1988) demonstraram que a velocidade ultrasônica em uma variedade de óleos decresce rapidamente com a densidade. Uma forma simplificada da relação da velocidade desenvolvida por eles é:

$$V = 2096 (\rho_0 / (2,6 - \rho_0))^{1/2} - 3,7T + 4,64P + 0,0115 [4,12 (1,08\rho_0^{-1} - 1)^{1/2} - 1]TP. \quad (\text{Equação 6.3.5})$$

a densidade  $\rho_o$  pode ser substituída pela pseudodensidade  $\rho^*$  calculada da equação 6.3.2.

A constante de compressibilidade de um óleo pode ser calculada utilizando a equação 6.1.1, onde a velocidade é calculada da equação 6.3.5 e o módulo de cisalhamento  $\mu$  do óleo é considerado igual a zero:

$$K_{\text{óleo}} = \rho^* V_{\text{óleo}}^2 \quad (\text{Equação 6.3.6})$$

Onde  $\rho^*$  é a pseudodensidade calculada da equação 6.3.2.

#### 6.4. Propriedades sísmicas da salmoura

Salmoura é o fluido mais comum encontrado nos poros das rochas. Sua composição pode variar de água quase pura até soluções salinas saturadas. Pode apresentar gás em solução, porém em quantidades substancialmente menores que nos óleos. A salinidade da salmoura é facilmente verificada de perfis de resistividade elétrica, utilizando relações simples de conversão resistividade-salinidade a dada temperatura (por ex., Schlumberger log interpretation charts, 1977). No entanto, a salinidade local é frequentemente perturbada por fluxo de água subterrânea, diápiro argiloso ou camadas ou domos de sal adjacentes. Quanto maior a salinidade de uma salmoura, maior será sua densidade a dadas temperatura e pressão. Com base em dados fornecidos por Rowe e Chou (1970), Zarembo e Fedorov (1975) e Potter e Brown (1977), uma relação usada para calcular a densidade de soluções de cloreto de sódio pode ser dada por:

$$\rho_{\text{salm}} = \rho_{\text{água}} + S \{0,668 + 0,44S + 10^{-6} [300P - 240PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)]\} \quad (\text{Equação 6.4.1})$$

Onde

$$\rho_{\text{água}} = 1 + 10^{-6} (-80T - 3,3T^2 + 0,00175T^3 + 489P - 2TP + 0,016T^2P - 1,3 \times 10^{-5} T^3P - 0,333P^2 - 0,002TP^2) \quad (\text{Equação 6.4.2})$$

$\rho_{salm}$  e  $\rho_{\acute{a}gua}$  são as densidades da salmoura e da água pura em  $g/cm^3$  e S a fração em peso (ppm/1000000) de cloreto de sódio. A primeira relação é limitada a soluções de cloreto de sódio, podendo apresentar erros consideráveis quando outros tipos de sais, especialmente aqueles responsáveis pela formação de íons divalentes, estiverem presentes.

Uma forma simplificada fornecida por Chen *et al.*,(1978) pode ser utilizada para calcular a velocidade acústica em salmouras:

$$V_{salm} = V_{\acute{a}gua} + S (1170 - 9,6T + 0,055T^2 - 8,5 \times 10^{-5}T^3 + 2,6P - 0,0029TP - 0,0476P^2) + S^{1,5} (780 - 10P + 0,16P^2) - 820S^2$$
 (Equação 6.4.3)

A velocidade da água pura  $V_{\acute{a}gua}$  pode ser calculada pela relação de Wilson (1959), determinada a 100°C e 100MPa, dada por:

$$V_{\acute{a}gua} = i \sum_0^4 j \sum_0^3 w_{ij} T^i P^j$$
 (Equação 6.4.4)

Onde as constantes  $w_{ij}$  estão na tabela mostrada abaixo.

A constante de compressibilidade da salmoura pode ser calculada utilizando a equação 6.1.1 onde a velocidade é calculada da equação 6.4.3 e o módulo de cisalhamento  $\mu$  da salmoura é considerado igual a zero:

$$K_{salm} = \rho_{salm} V_{salm}^2$$
 (Equação 6.4.5)

Onde  $\rho_{salm}$  é calculada da equação 6.4.1.

W00	1402,85	w23	1,237E-08
W01	1,524	w30	1,487E-04
W02	3,437E-03	w31	-6,503E-07
W03	-1,197E-05	w32	-1,455E-08
W10	4,871	w33	1,327E-10
W11	-0,0111	w40	-2,197E-07
W12	1,739E-04	w41	7,987E-10
W13	-1,628E-06	w42	5,230E-11
W20	-0,04783	w43	-4,614E-13
W21	2,747E-04		

Tabela 1 - Constantes utilizadas para o cálculo de  $V_{\acute{a}gua}$  (Equação 6.4.4)

W22	-2,135E-06		
-----	------------	--	--

### 6.5. Propriedades sísmicas das misturas de fluidos

As misturas de fases líquida e gasosa são extremamente importantes na exploração de óleo e gás. Óleos *in-situ* normalmente apresentam grandes quantidades de gases em solução. Estes freqüentemente exsolvem dos óleos durante a produção, devido à queda da pressão experimentada pelo reservatório. O caráter sísmico desses óleos pode mudar significativamente com o tempo. Por outro lado, um reservatório de gás ou óleo acima do contato com a camada saturada de água possui normalmente quantidades significativas de água trapeadas nos poros das rochas. Assim, o conhecimento das propriedades das misturas de fluidos torna-se fundamental na investigação geofísica de reservatórios.

A densidade de uma mistura de fluido pode ser calculada realizando um simples balanço de massa:

$$\rho_{mix} = N_{gás}\rho_{gás} + N^*_{óleo}\rho_{óleo} + N^*_{salm}\rho_{salm} \quad (\text{Equação 6.5.1})$$

Onde,

N → Porcentagem em volume do gás, óleo e salmoura

$N^*$  calculada pela lei de Archie - apêndice ii.

$\rho_{gás}$  → calculada segundo equação 6.2.3

$\rho_{óleo}$  → calculada segundo equação 6.3.2.

$\rho_{salm}$  → calculada segundo equação 6.4.1.

A constante de compressibilidade de uma mistura de fluidos em suas fases líquida e gasosa é calculada assumindo que a pressão nas duas fases é sempre igual e que não há troca de massa entre elas durante a passagem de uma onda acústica. Portanto, para uma mistura temos:

$$1/K_{mix} = N_{gás}/K_{gás} + N_{óleo}/K_{óleo} + N_{salm}/K_{salm} \quad (\text{Equação 6.5.2})$$

Esta é conhecida como a equação de Wood, onde N é a porcentagem em volume para gás, óleo e salmoura e os valores das constantes  $K_{gás}$ ,  $K_{óleo}$  e  $K_{salm}$  calculadas segundo as equações 6.2.6, 6.3.6 e 6.4.5 respectivamente.

A velocidade de propagação da onda-P através de uma mistura de fluido pode ser calculada então pela equação introduzida por Mavko *et al* (1995):

$$V_P^2 = K_{mix} / \rho_{mix}$$

(Equação 6.5.3)

6.6. Propriedades sísmicas do arcabouço sólido

O arcabouço sólido é composto basicamente por grãos minerais (detriticos ou químicos). As principais propriedades de interesse na investigação sísmica dizem respeito às suas constantes elásticas. Voigt (1928) e Reuss (1929) propuseram as seguintes leis para determinar as constantes efetivas de compressibilidade ( $K_{ma}$ ) e cisalhamento ( $\mu_{ma}$ ) da matriz sólida das rochas, a partir das constantes elásticas de seus materiais constituintes minerais:

<div>Limite inferior (Reuss)</div> <div><math>1/K_{Reuss} = N_1/K_1 + N_2/K_2 + \dots + N_n/K_n</math></div> <div><math>1/\mu_{Reuss} = N_1/\mu_1 + N_2/\mu_2 + \dots + N_n/\mu_n</math></div>	<div>Limite superior (Voigt)</div> <div><math>K_{Voigt} = N_1K_1 + N_2K_2 + \dots + N_nK_n</math></div> <div><math>\mu_{Voigt} = N_1\mu_1 + N_2\mu_2 + \dots + N_n\mu_n</math></div>
--	--

Onde  $N_i$  é a porcentagem em volume do componente  $i$  e  $K_i$  e  $\mu_i$  as suas constantes de compressibilidade e cisalhamento respectivamente (inferidas, por exemplo da tabela *Schlumberger Log Charts*, 1989).

O método de Reuss fornece o valor mínimo e o de Voigt o valor máximo para as constantes  $K_{ma}$  e  $\mu_{ma}$  do arcabouço da rocha, de acordo com o modelo de distribuição dos minerais adotado por cada usuário em suas determinações. (Figura 9).

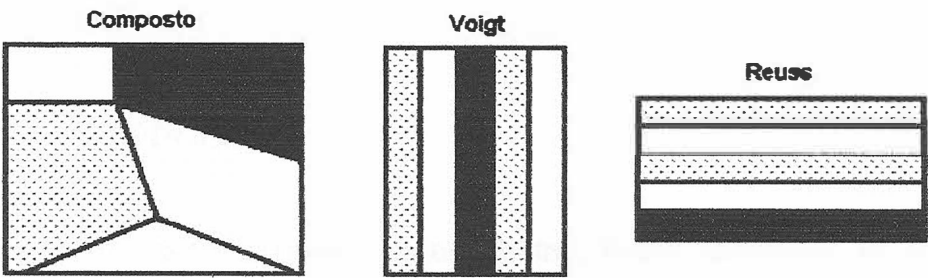


Fig. 9 - Modelos de distribuição mineral considerado por cada autor

Hill (1952) sugeriu que uma média tirada dos modelos de Voigt e Reuss produziria uma estimativa mais realística desses valores:

**Média (Hill)**

$$K_{Hill} = (K_{Voigt} + K_{Reuss}) / 2$$

$$\mu_{Hill} = (\mu_{Voigt} + \mu_{Reuss}) / 2$$

As velocidades de propagação das ondas P e S através do arcabouço sólido de uma rocha podem então ser calculadas como:

$$V_P = [(K_{Hill} + 4/3\mu_{Hill}) / \rho_{rocha}]^{1/2} \quad (\text{Equação 6.6.1})$$

$$V_S = (\mu_{Hill} / \rho_{rocha})^{1/2} \quad (\text{Equação 6.6.2})$$

A densidade da rocha  $\rho_{rocha}$  é calculada como um balanço volumétrico das partes sólidas e fluidas:

$$\rho_{rocha} = \rho_{mix}\phi + (1-\phi)\rho_{ma} \quad (\text{Equação 6.6.3})$$

Onde a porosidade  $\phi$  é inferida de perfis geofísicos e a densidade da mistura de fluidos  $\rho_{mix}$  é calculada segundo equação 6.5.1. A densidade da matriz sólida da rocha  $\rho_{ma}$  é calculada também como balanço volumétrico, considerando a mineralogia da rocha:

$$\rho_{ma} = N_1\rho_{min1} + N_2\rho_{min2} + \dots + N_n\rho_{minn} \quad (\text{Equação 6.6.4})$$

Onde  $N$  é a porcentagem em volume de cada mineral  $i$  e  $\rho_{mini}$  a densidade tabelada, por exemplo, na *Schlumberger Log Charts*, 1989.

## 7.0. METODOLOGIA

Para alcançar o objetivo deste trabalho, foram realizadas as seguintes atividades: 1- confecção de gráficos envolvendo as propriedades inferidas de perfis, 2- análise conjunta com perfis de descrição de testemunho, identificando relações válidas para cada fácies ou grupo de fácies, 3- cálculo de modelos

petrofísicos para cada uma dessas fácies ou grupos de fácies, 4- verificação da validade desses modelos e 5- correlação com seções sísmicas. Esse procedimento foi realizado para cada poço ilustrado na figura 10 abaixo (total de 14 poços).

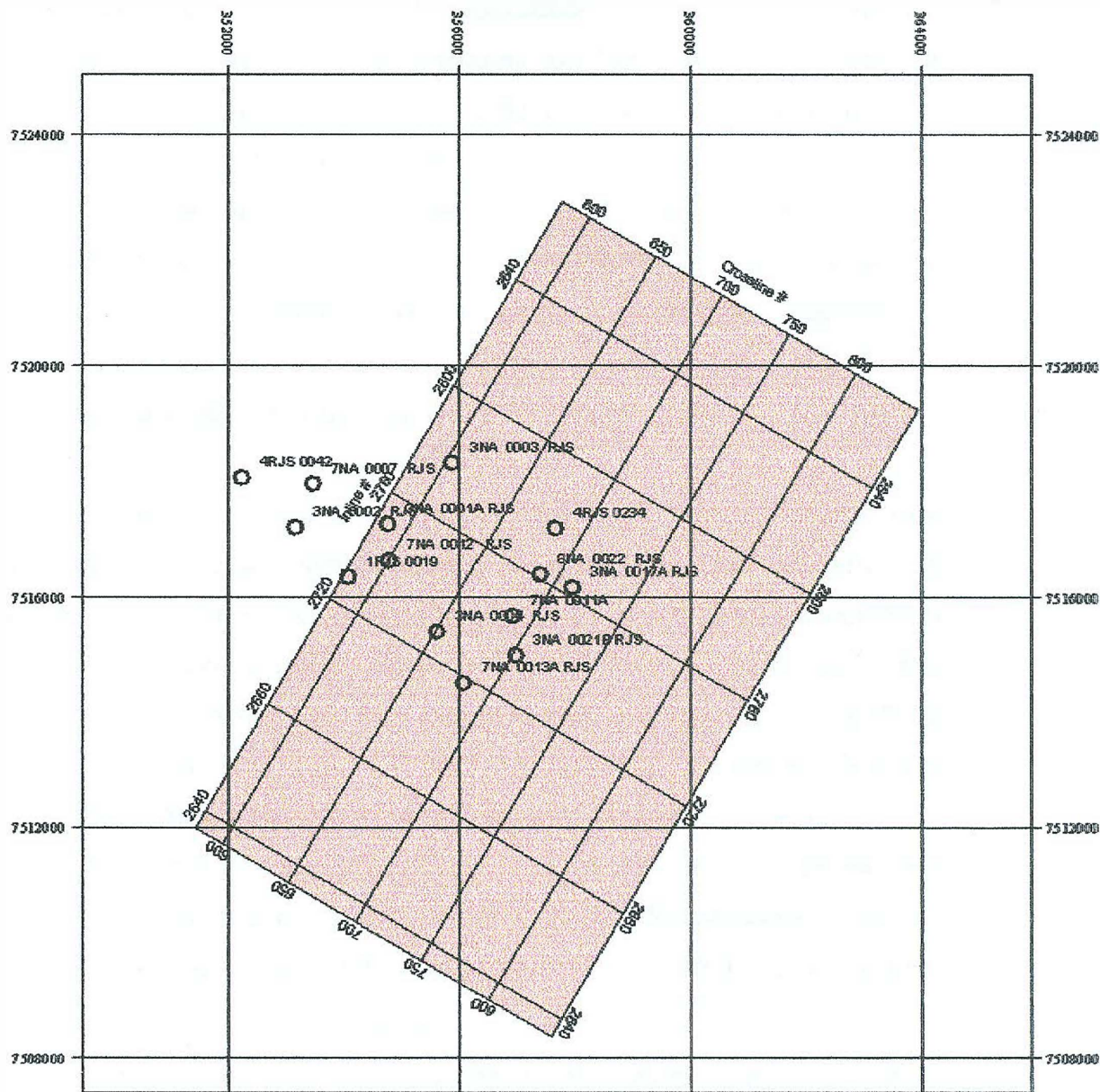


FIG. 10 – Localização do grid sísmico 3D e dos poços.

A seguir, são descritas cada uma das etapas.



### **7.1. Confecção de gráficos de cruzamento**

Foram produzidos gráficos de cruzamento entre os seguintes perfis: porosidade x velocidade acústica e densidade x resistividade elétrica. O primeiro visa ao reconhecimento de intervalos porosos com maior fração fluida, em que se espera uma diminuição da velocidade acústica; o segundo diz respeito ao tipo do fluido presente (salmoura ou hidrocarboneto líquido ou gasoso), na dependência do valor relativo da resistividade elétrica. Junto a esses gráficos, um terceiro eixo, o do raio gama, foi plotado para investigação do conteúdo de argila presente. O perfil de velocidade acústica ( $V_p$ ) foi calculado como sendo o inverso dos valores registrados no perfil sônico e convertidos de  $\mu\text{s}/\text{ft}$  (microssegundos por pé) para  $\text{m}/\text{s}$  (metros por segundo).

### **7.2. Análise com perfis de descrição de testemunho**

Dos gráficos de cruzamento produzidos, foi possível identificar três relações válidas para determinados grupos de fácies descritas em perfis de descrição de testemunho. Essas relações, com as respectivas associações litológicas, foram denominadas de fácies A, B e C. Como exemplo, as figuras 11 e 12, abaixo ilustradas, mostram essas fácies assinaladas nos gráficos  $\text{NPHI} \times V_p \times \text{GR}$  e  $\text{RHOB} \times \text{ILD} \times \text{GR}$  para o poço 3NA04, onde se pode ver também a distribuição vertical das mesmas na barra de cores adjacente.

Segundo o perfil de descrição de testemunhos, as três fácies podem ser consideradas, de forma resumida, como representativas dos seguintes litotipos:

Fácies A → Representa marga com 35/50% de  $\text{CaCO}_3$  intercalado com argila, corresponde à rocha selante.

Fácies B → Representa arenito arcoseano, muitas vezes cimentado, siltito argiloso e diamictito, corresponde à rocha-reservatório

Fácies C → Representa intercalação de calcilutito (90%  $\text{CaCO}_3$ ), marga e folhelho, corresponde ao substrato carbonático.



Fácies C → Representa intercalação de calcilito (90%  $\text{CaCO}_3$ ), marga e folhelho, corresponde ao substrato carbonático.

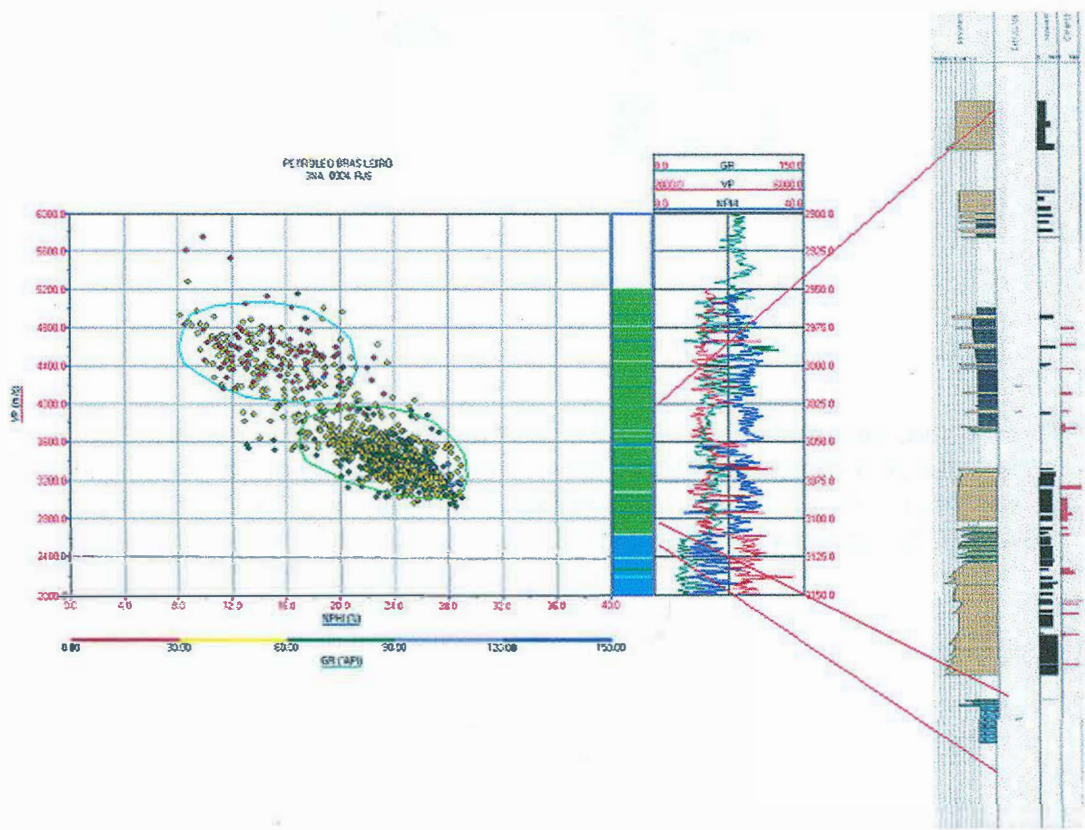


FIG. 11 – Análise do gráfico Vp x NPHI x GR juntamente com perfil de descrição de testemunho para o poço 3NA04 . A barra colorida (verde e azul) representa a distribuição vertical da área marcada no gráfico. A cor azul foi denominada de fácies C e a verde de fácies A.

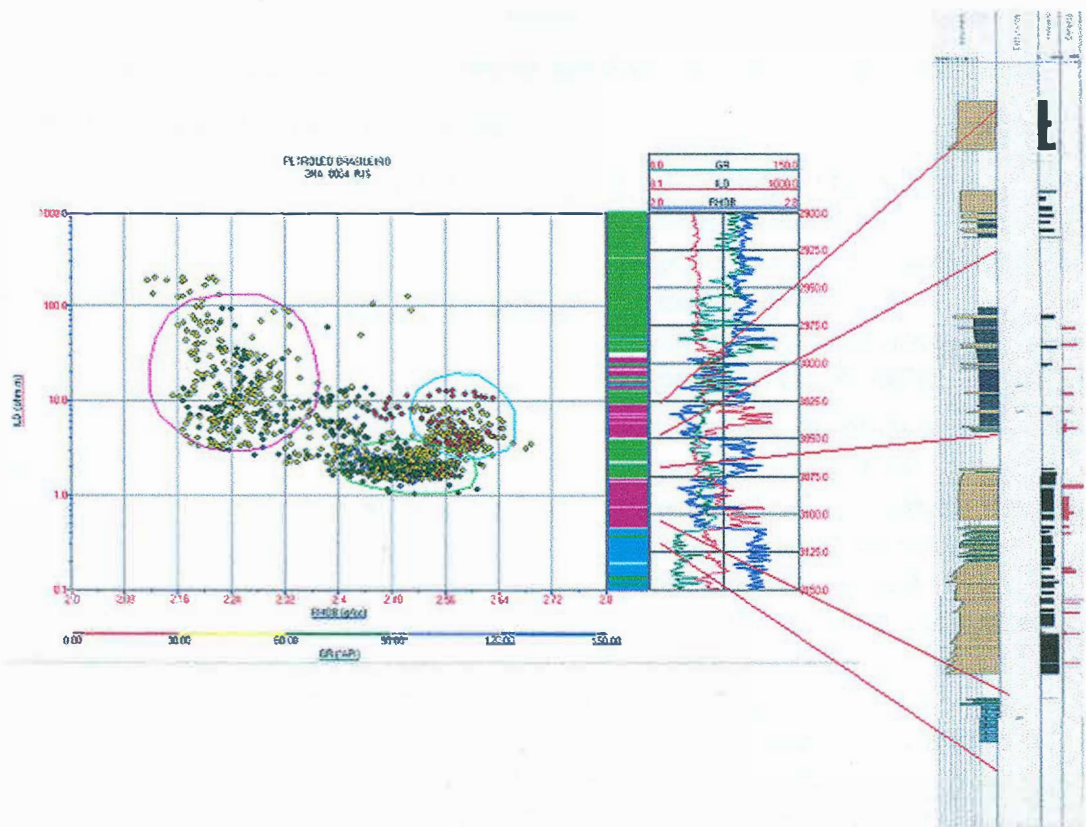


FIG. 12 – Análise do gráfico ILD x RHOB x GR juntamente com perfil de descrição de testemunho para o poço 3NA04 . A barra colorida (verde, vermelha e azul) representa a distribuição vertical da área marcada no gráfico. A cor azul foi denominada de fácies C, a vermelha de fácies B e a verde de fácies A.

7.3. Cálculo de modelos petrofísicos

Com a finalidade de realizar uma correlação das fácies em termos de suas propriedades sísmicas, foram testados, para cada grupo de fácies reconhecido acima, modelos petrofísicos existentes na literatura técnico-científica. Estes modelos são, em geral, funções heurísticas determinadas em laboratório que relacionam as velocidades acústicas, cujas frequências são as mesmas utilizadas nos perfis sônicos, com a porosidade, argilosidade e as velocidades-P e S do arcabouço sólido e dos fluidos contidos nos poros das rochas. Cada modelo representa condições distintas quanto ao tipo litológico, tipo de fluidos e intervalos de pressão utilizados em suas determinações.

Desse modo, cada modelo se ajusta em menor ou maior grau na dependência dessas propriedades conhecidas dos perfis geofísicos. Os modelos testados com suas respectivas características, foram:

Autor / ano	Modelos	litologia / condições
Wyllie <i>et al.</i> (1963)	$1/V_p = \phi/V_{flu} + (1-\phi)/V_{flu}$	<ul style="list-style-type: none"><li>• bem consolidada</li><li>• porosidade intermediária</li><li>• isenta de argilas</li><li>• mineralogia uniforme</li><li>• pressão de 30 MPa</li></ul>
Raymer-Hunt-Gardner (1980)	$V_p = (1-\phi)^2 \cdot V_{sol} + \phi \cdot V_{flu}$	<ul style="list-style-type: none"><li>• alta pressão efetiva</li><li>• porosidade &lt; 37%</li><li>• mais eficaz que Wyllie em arenitos mal consolidados com alta porosidade</li></ul>
Han <i>et al.</i> (1986)	$V_p = 5590 - 6930 \cdot \phi - 2180 \cdot C$ ( $V_p$ em m/s)	<ul style="list-style-type: none"><li>• arenitos bem consolidados</li><li>• saturadas com água</li><li>• pressão de 40 MPa</li><li>• porosidade de 3 a 30%</li><li>• argilosidade de 0 a 55%</li></ul>
Tosaya-Nur (1982)	$V_p = 5800 - 8600 \cdot \phi - 2400 \cdot C$ ( $V_p$ em m/s)	<ul style="list-style-type: none"><li>• arenitos bem consolidados</li><li>• saturados com água</li></ul>
Castagna-Battle-Eastwood (1985)	$V_p = 5810 - 9420 \cdot \phi - 2210 \cdot C$ ( $V_p$ em m/s)	<ul style="list-style-type: none"><li>• rochas argilosas bem consolidadas</li></ul>

Onde,  
Vp = Velocidade da onda-P  
φ = Porosidade  
C = Argilosidade (calculada de acordo com apêndice i)  
Vflu = Velocidade-P do fluido contido nos espaços porosos  
Vsol = Velocidade-P do arcabouço sólido

Os valores de φ e C foram inferidos diretamente dos perfis geofísicos. Os valores Vflu e Vsol , por sua vez, foram calculados pelas equações 6.5.3 e 6.6.1 respectivamente. Assim, para o cálculo de Vflu e Vsol , foram assumidas para cada grupo de fácies as seguintes propriedades:

		Fácies A	Fácies B	Fácies C
Mineralogia (%)	quartzo	45	34	8
	feldspato	19	42	2
	mica	6	9	-
	calcita	30	15	90
Frações fluidas (%)	salmoura	100	Archie	100
	óleo *	-	Archie	-
	gás livre	-	-	-
Coeficiente de saturação (n)		-	2.00 **	-
Coeficiente de cimentação (m)		-	2.15 **	2.00 ***

Coeficiente litológico (a)	-	0.62 **	1.00 ***
Densidade do óleo na superfície	-	0.9 g/cm <sup>3</sup> ***	-
Densidade específica do gás	-	0.6	-
Saturação em NaCl (salmouras)	100000 ppm	100000 ppm	100000 ppm
* Considerando óleo com gás absorvido (óleo vivo)			
** Valores considerados para o cálculo de S <sub>w</sub> e S <sub>o</sub> pela lei de Archie, apêndice ii			
*** Valores considerados para o cálculo de R <sub>w</sub> , equação 4 - apêndice ii			
**** Equivalente a 25.7 °API			

A mineralogia de cada fácies foi determinada com base na tese de mestrado de Manoel Murilo Silva, intitulada "Análise da Caracterização Petrofísica de Reservatórios Turbidíticos da Bacia de Campos", UFOP, 1988, e também com base nos perfis de descrição de testemunho. As frações fluidas foram determinadas com base nos perfis de descrição de testemunhos, considerando as fácies A e C saturadas por água. A fácies C foi considerada para o cálculo da resistividade da água de formação, utilizada, por sua vez, no cálculo da saturação de óleo/água para fácies B (lei de Archie - Apêndice ii). Os valores dos coeficientes de saturação (n), cimentação (m) e litológico (a) utilizados pela lei de Archie foram determinados considerando valores mais usuais para rochas siliciclásticas e carbonáticas. Os valores da densidade do óleo, densidade específica do gás e saturação de NaCl foram determinados considerando o histórico de produção do campo de Namorado. A temperatura foi calculada considerando um valor de 25°C na superfície e 80°C no fundo de cada poço e realizando uma simples regressão linear entre esses valores e os de profundidade. A pressão foi calculada assumindo um gradiente de 0,5 psi/ft (equivalente a 11.3 KPa/m)

7.4. Verificação da validade dos modelos

As velocidades determinadas em cada modelo foram posteriormente comparadas com as obtidas pelo perfil sônico, de forma a verificar a validade desses modelos para cada fácies. Na figura 13, ilustrada abaixo, estão plotados, em vermelho, os valores de velocidade calculados por cada modelo e, em azul, os inferidos de perfis sônicos para o NA04. Tem-se ainda a saturação de óleo calculada para a fácies B.



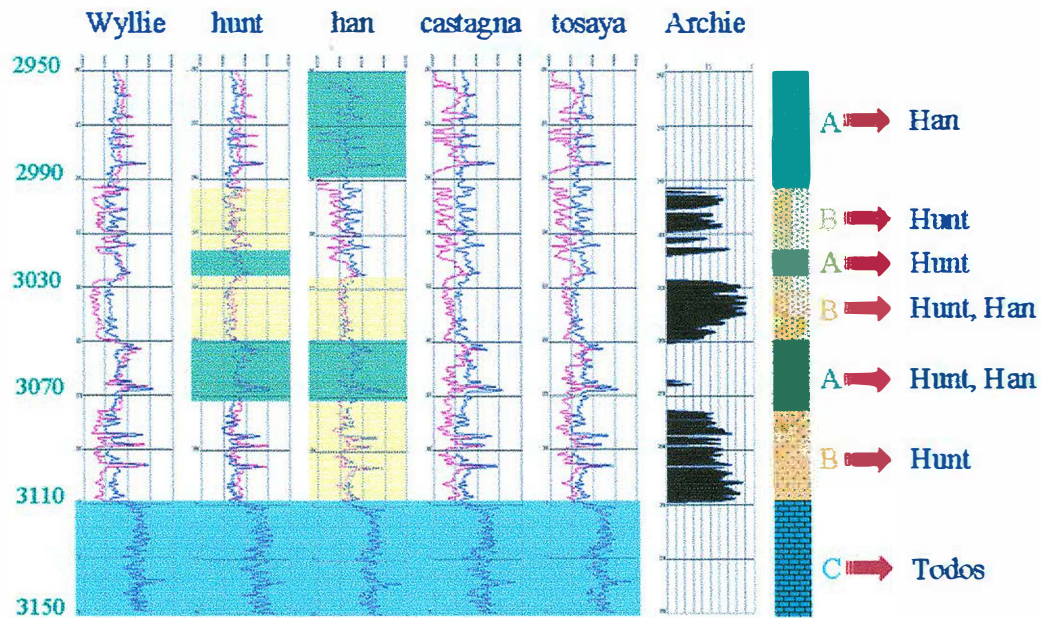


FIG. 13 – Verificação da validade dos modelos calculados para cada grupo de fácies (A, B e C) reconhecido. Os modelos (Wyllie, Hunt, Han, Castagna, Tosaya) estão representados em cor vermelha e as velocidades obtidas a partir de perfis sônicos em cor azul. As áreas hachuradas representam validade do modelo, ou seja, as curvas de velocidade medida e calculadas se sobrepõem. Também é possível observar a saturação de óleo calculada pela lei de Archie. Poço NA04.

É possível notar que os modelos de Han e Hunt se ajustam melhor às fácies A e B e todos os modelos apresentam uma boa correlação quando diante da fácies C (revelada pelo brusco aumento da velocidade na parte mais profunda). Repare também que o modelo de Wyllie apresenta uma forte incompatibilidade com a fácies B, podendo ser utilizado para sua detecção.

7.5. Correlação dos resultados

Os dados de perfis geofísicos e os intervalos interpretados para cada fácies foram a seguir mostrados em seções sísmicas com a finalidade de realizar uma correlação com base em sinais sísmicos e gerar um modelo de distribuição das várias fácies (A, B e C). A correlação das fácies com base em seções sísmicas, no entanto, não foi bem-sucedida, devido à incompatibilidade existente entre as escalas do poço e da sísmica, sendo possível identificar

apenas o intervalo correspondente ao campo de Namorado, envolvendo todas as fácies reconhecidas.

8.0. Conclusões

- Foi Possível identificar três fácies, denominadas de A, B e C, representativas dos intervalos selante, reservatório e do substrato carbonático.

Essas fácies são caracterizadas fisicamente pelos seguintes valores:

Propriedades	Fácies A	Fácies B	Fácies C
Porosidade	20 – 30%	15 – 35%	2 – 20%
Densidade	2,27 – 2,63 g/cc	2 – 2,41 g/cc	2,46 – 2,65 g/cc
Resistividade Elétrica	2 – 10 ohm.m	0,5 – 1000 ohm.m	2 – 40 ohm.m
Raio Gama	30 – 160 API	30 – 90 API	0 – 60 API
Velocidade-P	3000 – 4200 m/s	2800 – 4000 m/s	4000 – 5000 m/s

Onde, segundo o perfil de descrição de testemunho:

Fácies A → Representa marga com 35/50% de CaCO<sub>3</sub> intercalado com argila, corresponde à rocha selante.

Fácies B → Representa arenito arcoseano, muitas vezes cimentado, siltito argiloso e diamictito, corresponde à rocha-reservatório

Fácies C → Representa intercalação de calcilutito (90% CaCO<sub>3</sub>), marga e folhelho, corresponde ao substrato carbonático.

- Quanto aos modelos petrofísicos testados verificou-se que:

As fácies A e B podem ser mais bem representadas pelos modelos de Hunt e Han. Os modelos de Wyllie, Castagna e Tosaya apresentaram-se menos eficazes para representar essas fácies. O modelo de Wyllie apresenta forte incompatibilidade diante da fácies B, podendo ser utilizado em sua detecção. A Fácies C pode ser representada igualmente por todos os modelos.

- A correlação das fácies com base em seções sísmicas não foi bem-sucedida devido à incompatibilidade existente entre as escalas do poço e da sísmica. Foi possível identificar apenas o intervalo correspondente ao campo de Namorado, envolvendo todas as fácies reconhecidas. No entanto, o modelo gerado pela correlação poço-a-poço revelou-se satisfatório, apresentando grande similaridade com modelos existentes na literatura. (Por exemplo Guardado e Arso - 1985).

### Apêndice i - Cálculo da argilosidade a partir de perfis de raios gama

A resposta dos raios gama é diretamente proporcional à concentração dos elementos radioativos de um material qualquer, conforme mostra a figura 10 abaixo:

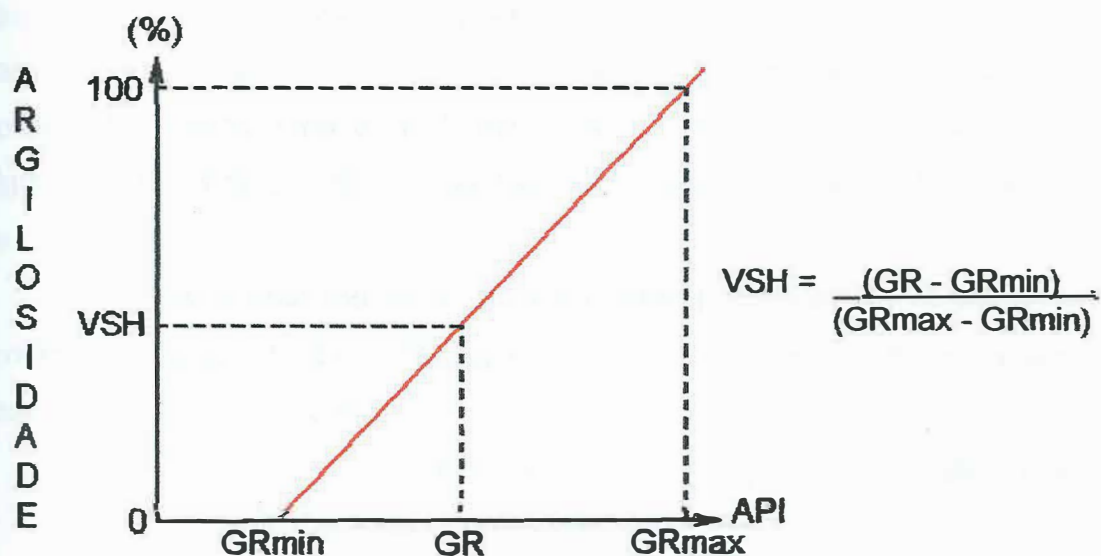


Figura 14 - O perfil de raios gama como indicador da argilosidade

Onde:

GR = Leitura do perfil defronte a um arenito, calcário ou dolomito

GRmax = Leitura da média dos picos máximos defronte aos folhelhos adjacentes (sobre ou sotopostos)

GRmin = Leitura defronte a um arenito, calcário ou dolomito limpo, isto é, isento de argila

VSH = Volume percentual de argila ou de folhelho



**Apêndice ii - Cálculo da saturação pela lei de Archie**

Sob o ponto de vista da perfilagem, uma rocha sedimentar é considerada em termos de seus volumes de sólidos (matriz) e de vazios (poros). O volume de vazios apresenta-se geralmente preenchido por água intersticial (ou de formação) e/ou hidrocarbonetos. A fração ou porcentagem ocupada por cada fluido em relação ao volume de poros é definida como saturação em determinado fluido. Uma das maneiras mais simples para se calcular esse valor, tendo-se conhecimento da litologia, resistividade e porosidade, é através da lei de Archie (1942). Para aplicação dessa lei, porém, algumas considerações devem ser feitas a respeito das propriedades elétricas das rochas:

- A resistividade de uma rocha saturada por água ( $R_o$ ) é diretamente proporcional à resistividade da água que satura essa rocha ( $R_w$ ), de acordo com o fator de formação (F):

$$R_o = F \times R_w \qquad \text{(Equação 1)}$$

- Em relação à porosidade ( $\phi$ ), verifica-se que:

$$F = R_o / R_w = a / \phi^m \qquad \text{(Equação 2)}$$

Onde, "a" é o coeficiente litológico ou de tortuosidade e "m" o coeficiente de cimentação. Os valores mais usados para estes coeficientes são:

Tipo de Rocha	Valores de a	Valores m
Siliciclástica	0,62	2,15
	0,81	2,00
Carbonática	1,00	2,00

- A resistividade de uma rocha saturada por água ( $R_o$ ) pode ser dada então por:

$$R_o = a R_w / \phi^m \qquad \text{(Equação 3)}$$

- Assim, considerando intervalos saturados por água, podemos calcular o valor de  $R_w$  pela fórmula:

$$R_w = R_o \phi^m / a \qquad \text{(Equação 4)}$$

Onde os valores  $R_o$  e  $\phi$  são inferidos de perfis geofísicos.

A Saturação em óleo dentro de intervalos contendo hidrocarbonetos (no caso deste trabalho, nos intervalos correspondentes à fácies B), pode ser calculada pela lei de Archie (1942), conforme ilustrado abaixo:

$$R_t = aR_w / \phi^m S_w^n \Rightarrow S_w = (aR_w / \phi^m R_t)^{1/n} \quad (\text{Equação 5})$$

$$S_o = 1 - S_w \quad (\text{Equação 6})$$

Onde "n" é um coeficiente ou expoente de saturação cujo valor mais usual é 2,  $R_t$  é a resistividade da rocha contendo hidrocarbonetos, inferida de perfis geofísicos, e  $S_w$  e  $S_o$  as saturações em água e óleo respectivamente. O valor de  $R_w$  foi calculado da equação 4, considerando a média dos valores calculados dentro dos intervalos correspondentes à fácies C (considerada saturada em água).

### **Apêndice iii - Software Utilizado - Descrição dos procedimentos adotados**

Para a realização deste trabalho fez-se uso do pacote GeoGraphix Discovery de aplicativos de interpretação sísmica e petrofísica doado pela LandMark Graphics do Brasil a Universidade Federal do Rio de Janeiro. Este anexo destina-se a descrever, de forma sucinta, os procedimentos adotados na manipulação desses aplicativos para a consecução das várias atividades propostas neste trabalho. Informações mais detalhadas podem ser obtidas através do manual do GeoGraphix Discovery, doado juntamente com o programa. Espera-se, assim, que este anexo sirva como fonte de consulta auxiliar a futuros usuários que desejem realizar atividades similares. Encontra-se dividido em duas partes, a primeira tratando do carregamento de dados (sísmicos e de poços) e a segunda descrevendo os procedimentos de interpretação.

## **PARTE I - CARREGAMENTO DE DADOS SÍSMICOS E DE POÇOS**

### **1- Operação de Concatenação do Levantamento Sísmico 3-D**

Normalmente os dados de um levantamento sísmico 3-D vêm reunidos em um único arquivo em formato SEG Y, onde as informações referentes às várias linhas que compõem o "grid" 3-D já se encontram relacionadas entre si. Para trabalhar com esses dados, basta carregar esse arquivo (conforme próximo item), que o programa reconhece automaticamente essas informações (coordenadas dos vértices do levantamento, número de crosslines e inlines e suas posições etc). Os dados sísmicos 3D fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo consistem em uma série de levantamentos independentes paralelos, como se fosse tipo 2D, realizados no extremo sudeste do campo, de forma que, para a sua utilização como 3D, é necessário estabelecer uma relação, ou seja, um elo entre as várias linhas que compõem o levantamento. Esta operação foi realizada por um aplicativo chamado "SegyBinder", integrante do pacote GeoGraphix, através do seguinte procedimento:

#### **1º) Localização do aplicativo SegyBinder:**

O aplicativo SegyBinder se encontra, em geral, no seguinte endereço:

C:\Program Files\Geographix\SeisVision\SegyBinder

#### **2º) Seleção dos arquivos a serem concatenados:**

Ao executar o aplicativo SegyBinder, aparecerá uma janela em que se pede na parte superior um nome e um endereço para o arquivo a ser criado/concatenado e na parte inferior um espaço destinado à seleção dos arquivos sgy a serem concatenados (adicione quantos arquivos quiser através do botão "add"). Logo após adicionar todos os arquivos, clique na opção "Combine" para gerar um único arquivo em formato "sgy", concatenado com o nome e na pasta indicados na parte superior.

Obs .: Muitas vezes é preciso adicionar os arquivos de três em três, o que pode tornar essa operação um pouco cansativa e demorada.

## **2- Criação do Banco de Dados (Projeto)**

Antes de carregarmos os dados sísmicos e os poços, temos que criar um local onde os mesmos serão carregados e as interpretações serão armazenadas. Esse local será uma pasta-projeto, onde serão armazenadas as interpretações (mapas, seções etc) de acordo com as especificações (sistema de medidas, sistema de coordenadas etc) adotadas nesta etapa. Assim, para criação do projeto, segue-se o procedimento:

1º) Abrir o aplicativo ProjectExplorer através do ícone GeoGraphix Discovery na área de trabalho ou por Iniciar >> Programas >> Geographix >> Discovery >> ProjectExplorer

2º) Na Barra de Menu clicar em File >> New Project

Uma série de 5 janelas se sucederá:

Janela 1 de 5 - Escreva o nome do projeto e escolha o sistema de medidas (no nosso caso é o métrico). A descrição não é obrigatória. Clique "next"

Janela 2 de 5 - Nesta etapa, o programa pede um endereço onde será armazenado o projeto. Recomenda-se aceitar o "default" para pasta projects mostrada e clique "next".

Janela 3 de 5 - Nesta etapa, informamos em qual sistema de coordenadas estão os dados que iremos carregar (Para o caso de Namorado é o sistema UTM, zona 24 (sul) e datum Brazil SAD-69). Clique "next"

Janela 4 de 5 - Nesta etapa informamos em qual sistema de coordenadas será armazenada as nossas interpretações (o programa adota o mesmo da etapa anterior e é o que foi adotado). Clique "next"

Janela 5 de 5 - Etapa que diz respeito aos limites geográficos dos dados a serem carregados, não precisa ser preenchido, haja vista que desejamos utilizar toda a área abrangida pelo levantamento. Clique "Finish" para completarmos o processo de criação do projeto. Repare que na pasta Projects no ProjectExplorer agora aparece nosso projeto com uma seta amarela ao seu lado, indicando que este projeto está ativo.



### 3- Carregamento dos dados sísmicos 3D

Uma vez criado o projeto com as devidas especificações de localização, os dados em formato sgy são carregados através do aplicativo SeisVision. Ao carregar esses dados, o programa os transforma para o formato 3ds, que é o formato utilizado pelo programa em sua manipulação. Para isso, clique no ícone correspondente ao SeisVision na barra vertical no canto esquerdo da tela ou através de: Iniciar >> Programas >> Geographix >> Discovery >> SeisVision. Para carregar os dados, deve-se então seguir os seguintes passos:

1º) Na barra de Menu selecione as opções File >> Load 3D Seismic

Uma série de 6 janelas se sucederá:

Janela 1 de 6 - Digite um nome nos campos "dataset" e versão, informações referentes ao local e à organização não são necessárias. Na parte inferior, procure o arquivo com extensão "sgy" através do botão "..." adjacente ao espaço destinado a sua digitação. Clique "next"

Janela 2 de 6 - Etapa em que o programa mostra as informações (intervalo de tempo amostrado, nº de amostras etc) lidas do arquivo \*.sgy. Aceite as especificações mostradas referentes ao volume total de dados e clique next.

Obs.: Clicando no botão "Character Header", é possível visualizar, embora nem sempre, informações da posição e número de bytes referentes às coordenadas x e y dos vértices do levantamento e o número de inlines e crosslines. Estas informações serão utilizadas na próxima etapa.

Janela 3 de 6 - Nesta etapa, o programa pede a posição e o número de bytes referentes às coordenadas x e y dos vértices do levantamento e o número de inlines e crosslines. Estas informações, quando não conseguidas na etapa anterior através do botão "character header" ou de outra fonte, devem ser "garimpadas", clicando no botão "header dump" e em seguida no botão "scan". Para o caso do Campo de Namorado, os valores utilizados foram:

	byte inicial	nº bytes
--	--------------	----------

Inline	221	4
crossline	225	4
coordenada x	73	4
coordenada y	77	4

Janela 4 de 6 - Etapa referente ao processamento do "grid 3D". Deve-se entrar com os valores de incremento para as Inlines e Crosslines (em geral 1 para cada um) e em seguida clicar no botão "Scan". Logo após terminar de processar as linhas, o programa mostra os valores encontrados relativos ao nº de inlines e crooslines, tamanho da célula, etc. Clique "next"

Janela 5 de 6 - Etapa que nos fornece uma visualização do "grid 3D" processado na etapa anterior. Verifique se a distribuição do mesmo confere com suas ilustrações e clique "next".

Janela 6 de 6 - Última etapa referente à saída do arquivo \*.3ds a ser utilizado nas interpretações. Na área *SeisVision Output File*, procure um local e dê um nome para o arquivo através do botão "...". Recomenda-se colocá-lo na pasta-projeto criado no item anterior. Clique "Load..."

Quando o processo de leitura terminar, clique "Finished".

**4 - Carregamento dos Dados de Poços**

Os dados de poços podem ser carregados de várias formas, através dos aplicativos PRIZM, WellBase ou pelo próprio ProjectExplorer. No entanto, somente o WellBase trata da localização dos poços. Para o caso deste trabalho, as suites de curvas, incluindo os modelos calculados, foram carregadas pelo PRIZM, enquanto dados referentes à localização foram importados pelo WellBase. Assim, para importar dados referentes à localização dos poços procedeu-se da seguinte forma:

1º) Criou-se um arquivo em uma planilha do Excel, onde cada coluna representa, da esquerda para direita: "Well ID", "Well Name", "Well number", "Datum Elevation", "Datum Type", "TD", "Lat" e "Lng".

Obs.: É sempre necessário, quando se importam dados de poços, ter um valor (ou nome) de "Well ID" para cada poço, esse valor/nome é a ligação que o programa faz entre as várias informações de poços (curvas e dados de localização). Assim, os valores de "Well ID" utilizados aqui são os mesmos encontrados nos arquivos de curvas em formato "LAS" para cada poço. A localização dos poços para o Campo de Namorado foi dada em coordenadas geográficas; esses valores devem ser digitados com os valores de graus, minutos e segundos, separados por espaços, nas colunas correspondentes. Para o Excel aceitar esse formato de número na célula, formate-o como tipo texto em Format >> Cell > Number >> Text.

2º) Abrir o aplicativo WellBase. Para isso, clique no ícone correspondente ao WellBase na barra vertical no canto esquerdo da tela ou através de: Iniciar >> Programas >> Geographix >> Discovery >> WellBase. Na barra de menu clique na opção File >> Import >> Spreadsheet.

3º) Uma janela pedindo o endereço do arquivo Excel aparece; indique o caminho para o arquivo criado na etapa 1.

4º) Ao abrir o arquivo na planilha do Excel aparecerá uma barra amarela na primeira linha. Em cima dessa barra haverá outra barra com o símbolo do WellBase. Nesta, selecione o nome Header (que corresponde à área a ser preenchida no WellBase; existem várias, dependendo das informações a serem importadas) e o número 3 (indicando que a importação se dará a partir da terceira linha; dependendo do arquivo, pode ser a partir de outra linha).

5º) Com um clique direito em cima da barra amarela em cada coluna, selecione a informação correspondente à existente nessas colunas.

6º) Depois de selecionadas todas as colunas, clique no botão do ícone do WellBase. Aparecerá uma janela em que se deve selecionar o sistema de medidas (no nosso caso, o métrico), o sistema de coordenadas presente no arquivo a ser importado e as áreas a serem preenchidas no WellBase (no nosso caso, o Header). Clique OK

Feche o WellBase e abra-o novamente para poder visualizar os poços importados.

#### **4.1. Importando curvas geofísicas**

Para importar os dados de curvas dos poços utilizou-se o aplicativo PRIZM através do seguinte procedimento:

Obs.: Os modelos petrofísicos foram calculados na planilha do Excel, sendo depois salvos em formato txt para cada poço. As curvas em formato LAS podem ser importadas diretamente desse formato (operação bem mais simples), porém optou-se por importá-los juntamente com os modelos calculados (em arquivos com formato txt para cada poço). Para isso, essas curvas foram importadas no Excel, juntadas com os modelos calculados e salvas em formato txt, originando um único arquivo envolvendo curvas de campo e modelos calculados para cada poço.

1º) Abrir o aplicativo PRIZM. Para isso, clique no ícone correspondente ao PRIZM na barra vertical no canto esquerdo da tela, ou através de: Iniciar >> Programas >> Geographix >> Discovery >> PRIZM. Na barra de menu, clique na opção File >> Import >> GeoGraphix ASCII Import.

2º) Uma janela pedindo o endereço do arquivo a ser importado, bem como seu tipo, aparece; indique essas informações (lembrando que o tipo é txt) e clique OK.

3º) Aparecerá então uma janela pedindo informações de "Well ID" e número do poço na parte superior. Consulte o Wellbase ou a área de visualização do arquivo mostrada abaixo, para pôr o mesmo "Well ID" e número do poço utilizado no WellBase. Abaixo são pedidos o intervalo perfilado e o incremento em profundidade de cada medida, assim como os valores nulos. Esses valores são obtidos da área de visualização do arquivo mostrado. A seguir, role a área de visualização do arquivo até encontrar a primeira linha dos dados a serem importados, selecione esta linha e preencha os campos de propriedades e unidades que aparecerão para cada coluna. Para os modelos calculados, digite os nomes dos modelos e suas unidades. Para as colunas descartadas, escolha a opção Skip Column (a coluna de profundidade nunca poderá faltar). Após preencher todas as colunas, clique "import".

Obs.: A opção File >> Import >> Format LAS é bem mais simples quando se quer importar apenas dados de campo, não precisando entrar com valores de "Well ID", intervalo perfilado etc, pois o programa reconhece automaticamente esses valores.

## **5- Visualização dos dados - criação de uma interpretação**

Uma vez carregados todos os dados (sísmicos e de poços), é necessário criarmos uma interpretação para podermos visualizá-los. Para isso, clique no ícone correspondente ao SeisVision na barra vertical no canto esquerdo da tela ou através de: Iniciar >> Programas >> Geographix >> Discovery >> SeisVision. Na barra de menu, clique na opção File >> New Interpretation.

1º) Entre com o nome da interpretação (será armazenada na sua pasta-projeto). Clique OK. A janela do Main Map View e três paletas aparecerão.

2º) Verifique o sistema de medidas ativado através da opção Edit >> User Preferences >> General, escolha o sistema métrico.

3ª) Na barra de menu, selecione a opção Interpretation >> Show Interpretation Manager

Na opção General clique no botão Interpretation Datum, entre com um valor para *Datum Elevation* e *Replacement Velocity*, clique OK.

### **5.1. Visualizando dados 3D**

Na opção Interpretation >> Show Interpretation Manager selecione a guia 3D Seismic, clique no botão Add na parte superior. Aparecerá outra janela, clique no botão "..." adjacente ao espaço "Trace File Name" e procure pelo arquivo com extensão 3ds gerado no item 3, clique "next". Aceite o default mostrado pelo programa e clique "Finish". Ilumine o nome do programa mostrado agora na lista do Interpretation Manager e clique Edit, digite um valor para Datum Elevation, caso não exista, e clique OK. Ao fechar a janela Interpretation Manager, o grid 3D já pode ser visualizado no Main Map View.

### **5.2. Visualizando dados de Poços**

Para Visualizarmos os poços nas seções sísmicas e no Main Map View, devemos clicar na opção Wells >> Add Wells and Formations na barra de menu do SeisVision. Clique "Next" na primeira janela que aparecer e "Finish" na segunda.



Obs1.: Nesta segunda janela podemos adicionar formações que foram importadas para o WellBase, o que não é nosso caso, haja vista que nos arquivos que importamos de acordo com item 4 não havia essas informações.

Obs2.: Os poços já podem ser vistos no Main Map View, mas não nas seções sísmicas, haja vista que faltam informações a respeito da conversão tempo-profundidade que serão tratadas na segunda parte deste anexo.

PARTE II - PROCEDIMENTOS DE INTERPRETAÇÃO

Apresentam-se descritos nesta segunda parte os procedimentos adotados na interpretação dos dados utilizados, carregados de acordo com a parte I, envolvendo a amarração dos poços à sísmica através do WellBase, criação de horizontes através do aplicativo PRIZM, e interpretação estrutural-estratigráfica por meio do aplicativo SeisVision.

1- Amarração dos Poços à Sísmica

Antes da criação de horizontes por meio do aplicativo PRIZM, optou-se por amarrar primeiro os poços à sísmica, de forma a ser possível a visualização dos horizontes, na medida em que fossem interpretados, sob o pano de fundo da sísmica. Essa amarração prévia, porém, não é necessária.

Para ser possível a visualização dos poços nas seções sísmicas, é necessária uma tabela tempo-profundidade de pelo menos um poço. Esta tabela é obtida em campo através de um procedimento conhecido como checkshot ou Vsp, devendo sempre ser fornecida juntamente com os dados de poços. Quando não se tem essa tabela, podemos estimar os valores tempo-profundidade considerando a relação entre os refletores sísmicos e as várias litologias reconhecidas em poços. Assim podemos entrar com esses valores através do WellBase, opção "Velocity" . Ao ativar essa opção devemos entrar com um número no campo *Survey ID* e um valor no *Ref. Elevation* e digitar "checkshot" no campo *Survey Type*. Em seguida preencher a tabela abaixo conforme o seguinte exemplo (apenas ilustrativo):

Shot Number	One-Way Time	Vertical Depth
-------------	--------------	----------------

1	2400	2950
2	2600	3200

Onde o tempo é em milisegundos e a profundidade em metros (opção *metric* ativada). Deve-se preencher somente a coluna "Vertical Depth" para poços verticais.

Ao preencher a tabela de pelo menos um poço, o programa realiza uma extrapolação para os demais poços, tornando possível observá-los agora ao abrir uma seção no SeisVision. Quando mais de uma tabela é preenchida, a extrapolação é realizada considerando os poços mais próximos.

## **2- Criação de horizontes através do aplicativo PRIZM**

As interfaces entre as várias fácies reconhecidas neste trabalho foram interpretadas através do aplicativo PRIZM. A identificação das fácies foi realizada através de gráficos de cruzamento conforme descritos no item 7.2. Esses gráficos foram criados através do seguinte procedimento:

1) Abrir o aplicativo PRIZM, clicando no ícone correspondente, ou através de: Iniciar >> Programas >> Geographix >> Discovery >> PRIZM. Na barra de menu clique na opção File >> Open.

2) Uma tabela listando as curvas importadas de acordo com item 4.1 aparecerá. Clique na opção "Templates" e em seguida na guia "Crossplot". Clique no botão "New" em seguida "Add". Na janela abaixo selecione o novo "Template" criado e clique Ok. Clique "Open" na janela remanescente.

3) Aparecerá então uma janela correspondente ao novo "crossplot template". O gráfico pode ser criado, clicando com botão direito na área em branco e selecionando a opção "Crossplot". Uma série de guias referentes a criação do gráfico (eixo x, eixo y etc) aparecerá. Estas devem ser editadas para a criação do gráfico.

A identificação e a distribuição vertical das fácies foi feita utilizando o seguinte recurso:

1) Na barra de menu, clicar na opção Tools >> Data Selection. Aparecerá uma janela onde se pode escolher uma cor e a forma (retangular ou livre) da área a ser selecionada. Ao selecionar uma área do gráfico, aparecerá

automaticamente ao lado a distribuição vertical dos pontos envolvidos pela área. Os valores da profundidade e demais propriedades do gráfico podem ser lidos através da opção Tolls >> Data read out.

Uma vez identificadas as fácies e sua distribuição vertical, o próximo passo é salvar essas informações. Para isso, deve-se criar um "log template" através da opção "log template" mostrada no canto esquerdo da barra de ferramentas. Ao clicar nessa opção, aparecerá a mesma janela quando se criou o crossplot template; escolha agora a opção "log template" e proceda da mesma forma descrita anteriormente. Quando a janela correspondente ao novo "log template" aparecer, na parte superior deve-se clicar com botão direito na área em branco e selecionar a opção "New Track". Neste mesmo "track" e clicando com o botão direito na parte superior, selecionar a opção "New Curve". Selecione a curva desejada e edite sua apresentação (espessura, cor, escala linear ou logarítmica etc) através das várias opções apresentadas.

As interfaces entre as fácies podem agora ser salvas através do seguinte procedimento:

1) Na barra de menu, opção Tolls >> Data Manager >> Strat Column Manager, adicionar os topos das fácies através da opção Add. Deve-se aqui escolher um nome para cada fácies e ordená-las na ordem estratigráfica correta, arrastando-as para cima ou para baixo com o mouse na área a direita. Ao terminar clique Ok.

2) Em seguida, na opção View >> Formations Tops, selecionar as interfaces criadas, transpondo-as para a área a direita através do botão ">>".

3) Finalmente, clicando na opção Edit >> Pick Horizons, aparecerá uma barra de ferramentas onde se deve clicar no botão correspondente a "Add Formations" e selecionar uma fonte (pode ser a "default") e o topo da formação a ser salva no poço. A partir daqui, é só clicar na profundidade correspondente a cada topo de fácies e salvar as informações, cada vez que trocar de poço. Essas informações referentes aos topos das formações em cada poço já são preenchidas automaticamente na área correspondente no WellBase.

### **3- Interpretação dos Horizontes utilizando o aplicativo SeisVision**

Os horizontes criados no PRIZM podem ser correlacionados através do aplicativo SeisVision. O primeiro passo é visualizar os horizontes interpretados nas seções sísmicas. Para isso, deve-se realizar o seguinte procedimento:

1) Abrir o SeisVision, clicando no ícone correspondente ou através de: Iniciar >> Programas >> Geographix >> Discovery >> SeisVision. Abrir a interpretação criada no item 5 através da opção File >> Open Interpretation.

2) Na barra de menu, opção Wells >> Add Wells and Formations, clique "next" na primeira janela e, na segunda, selecione as formações criadas no PRIZM, transpondo-as para a área a direita através do botão ">>". Clique OK.

3) Na barra de menu, opção Horizons >> Horizon Manager, criar tantos horizontes quantos foram criados no PRIZM, nomeando-os igualmente, através do botão Add. Após criar todos os horizontes, clique Ok.

4) Ao abrir uma seção sísmica, será possível observar os poços com os respectivos horizontes interpretados e a palheta de horizontes apresentando todos os horizontes criados no passo anterior. Selecionando um horizonte e utilizando as opções de correlação disponíveis na palheta, é possível realizar uma correlação a partir dos horizontes mostrados nos poços.

Obs1.: Caso os poços não estejam aparecendo na seção, verifique se a tabela tempo-profundidade está ativada, através da opção Interpretation >> Interpretation Manager. Na parte inferior da guia "Wells", selecione a opção "Velocity/Synthetic" e, selecionando cada poço de cada vez na parte superior, verifique se os respectivos checkshots estão ativados. Caso não estejam ativados, ative-os, clicando no botão "activate".

## **ANEXO I**

### **Gráficos de Cruzamento dos Perfis Geofísicos**



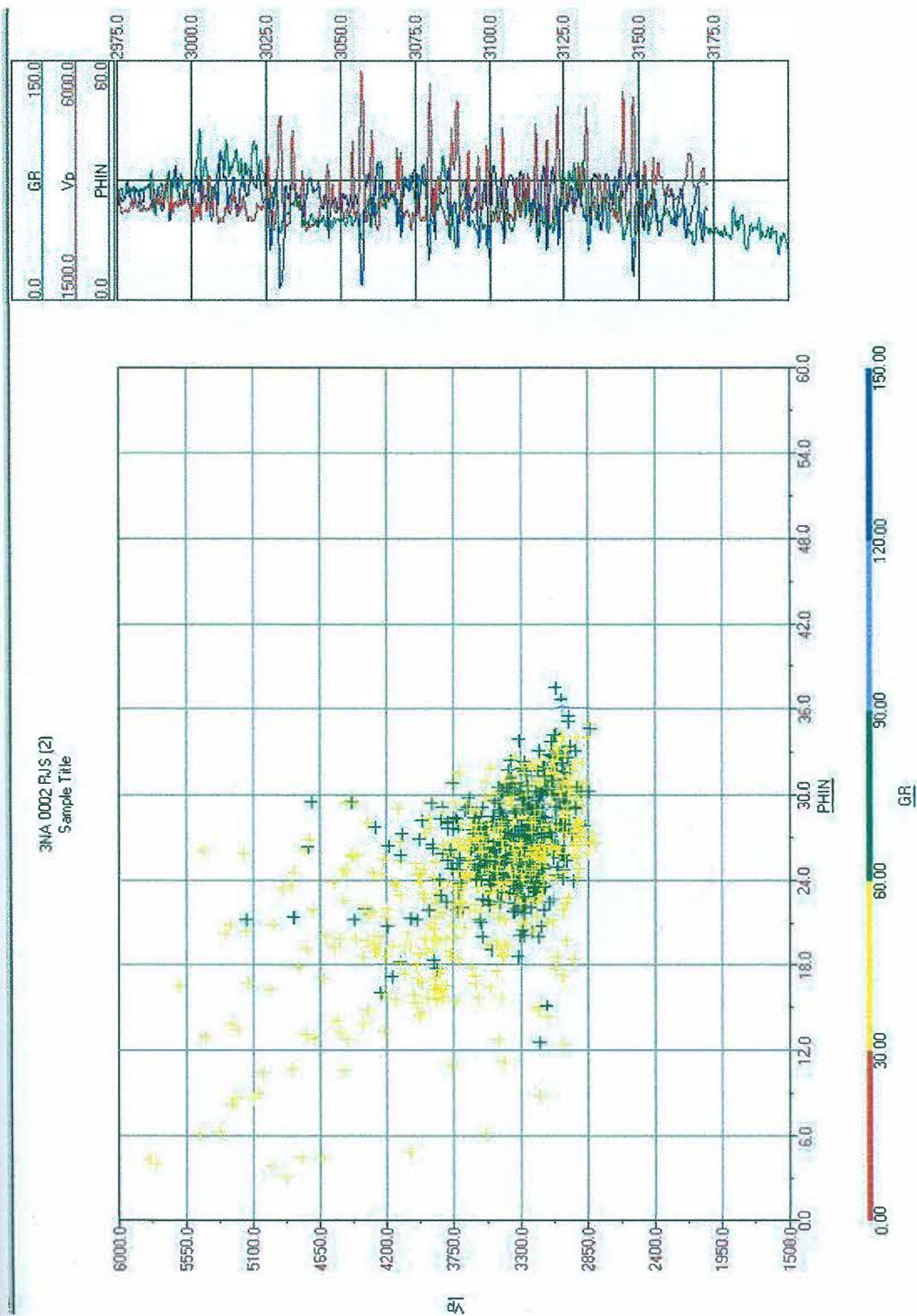


Figura 15 – Gráfico Vp x PHIN x GR para o poço NA02. Vp representa a velocidade obtida do perfil sônico, PHIN o perfil de porosidade (Neutrão) e GR o perfil de raio gama. Os valores de GR estão representados pela barra colorida. Não foi possível identificar nenhuma relação que possa caracterizar uma fácies.

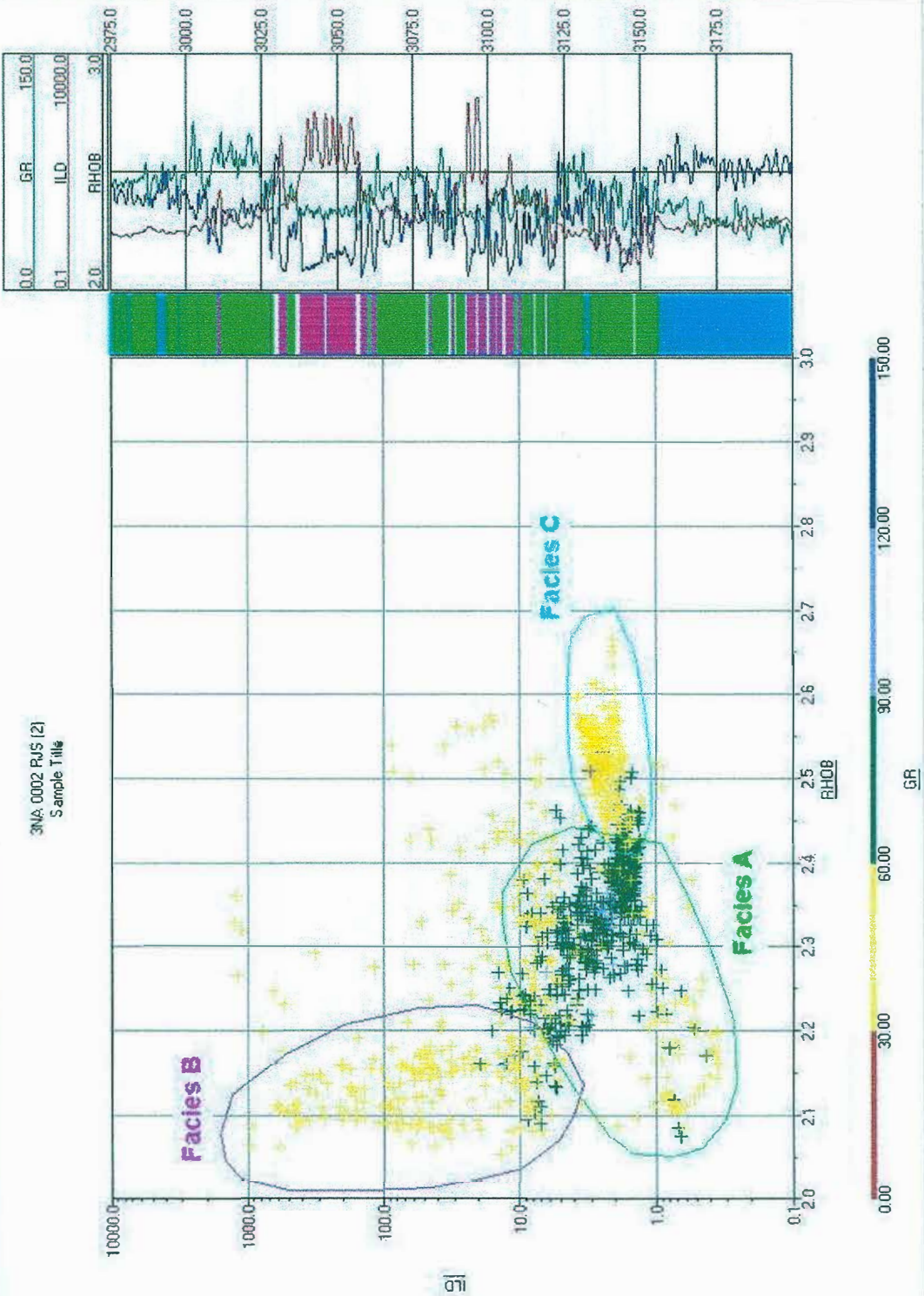


Figura 16 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço NA02. ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm3) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A (verde), B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.



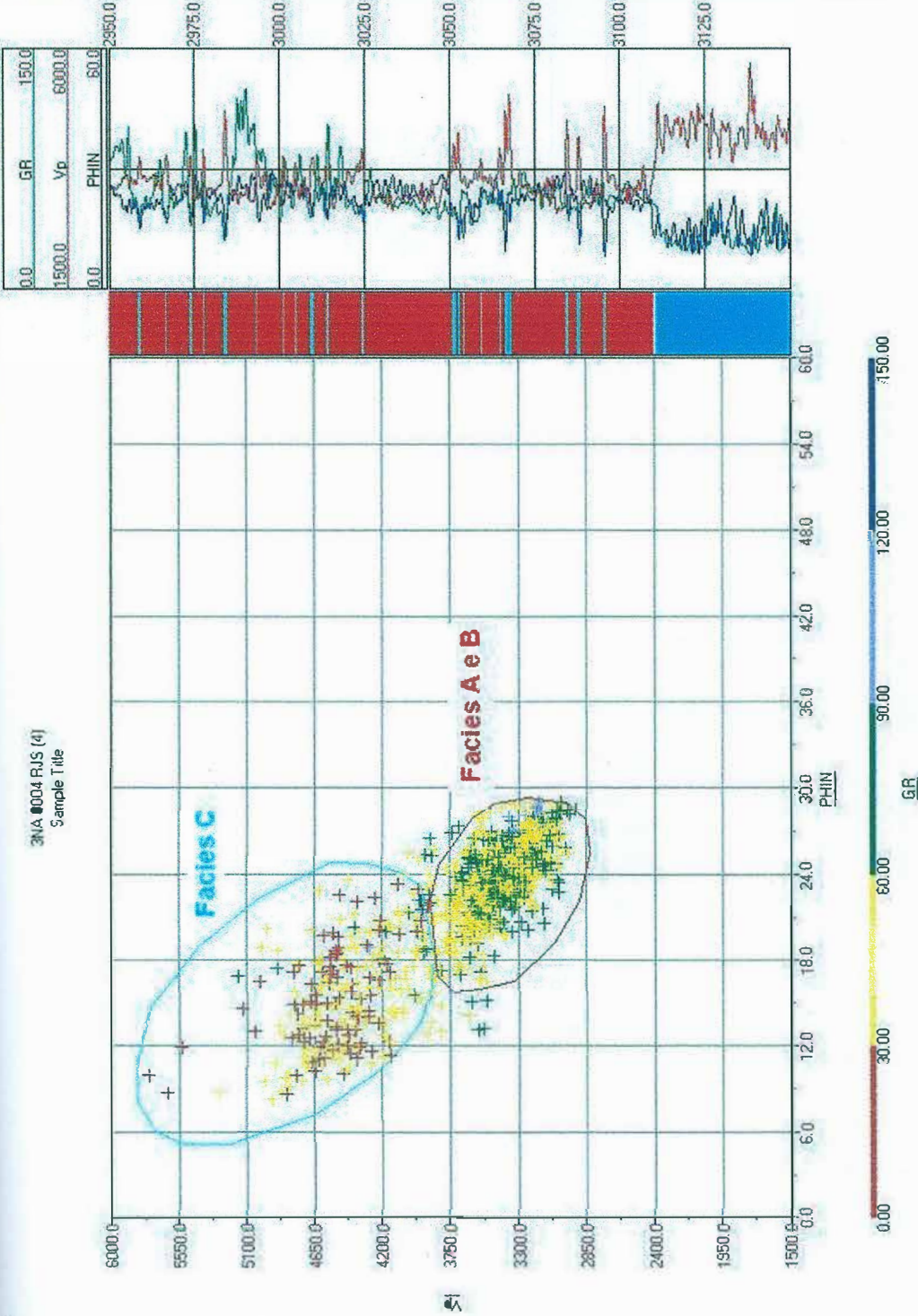


Figura 17 – Gráfico Vp x PHIN x GR para o poço NA04. Vp representa a velocidade obtida do perfil sônico (em m/s), PHIN o perfil de porosidade (v/v) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A e B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.

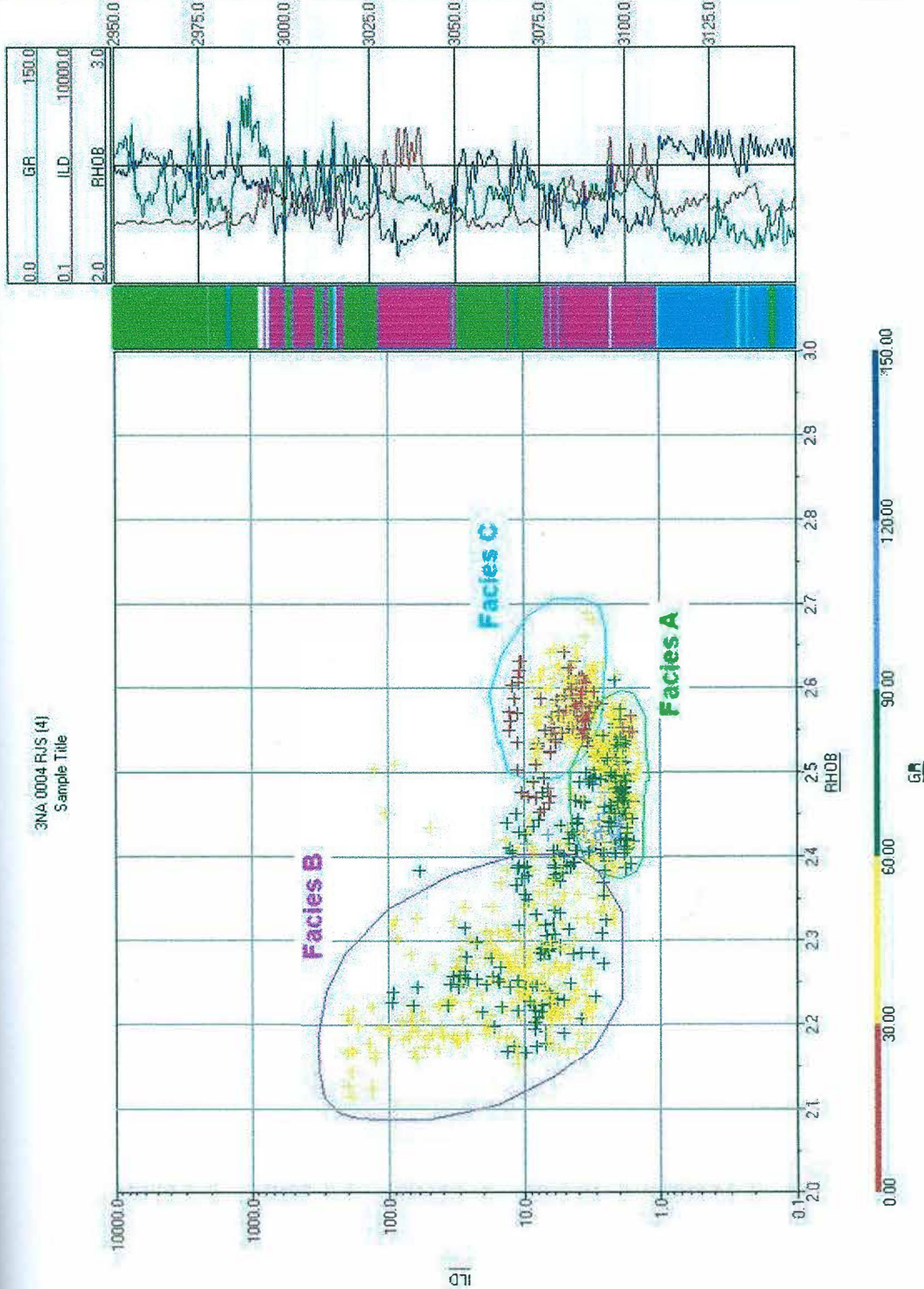


Figura 18 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço NA04. ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm³) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A (verde), B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho



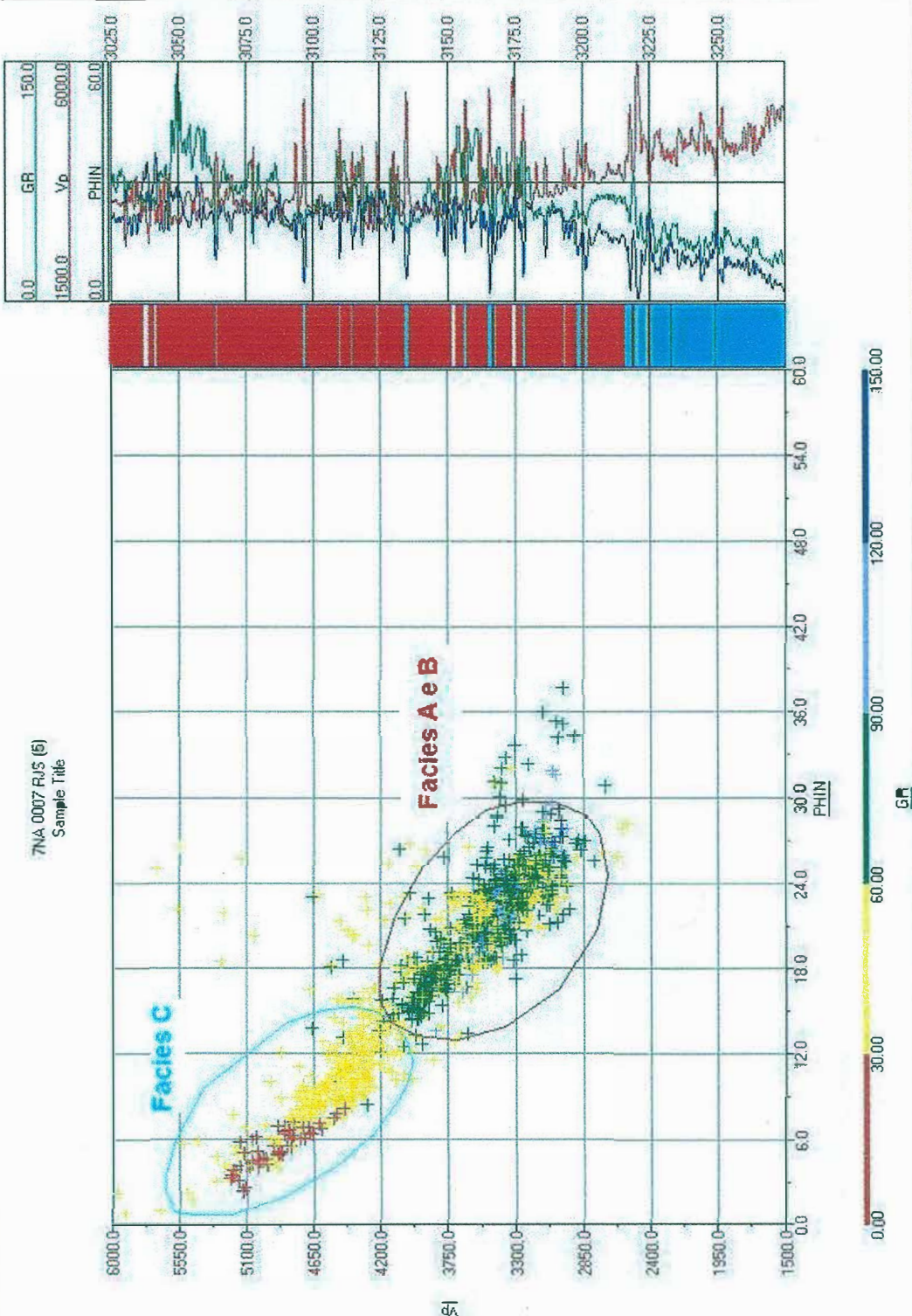


Figura 19 – Gráfico Vp x PHIN x GR para o poço NA07. Vp representa a velocidade obtida do perfil sônico (em m/s), PHIN o perfil de porosidade (v/v) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A e B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.



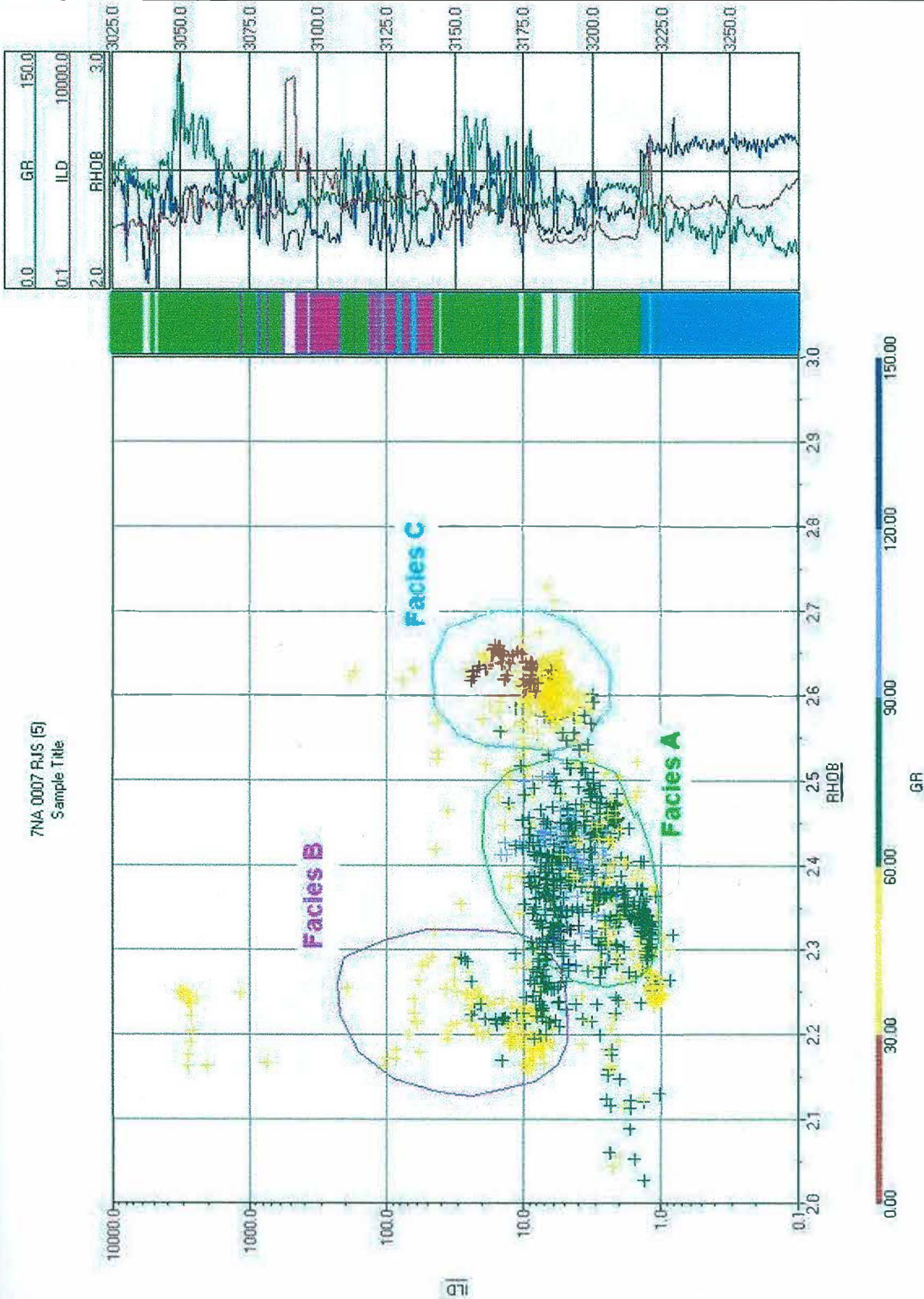


Figura 20 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço NA07. ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm3) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A (verde), B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.

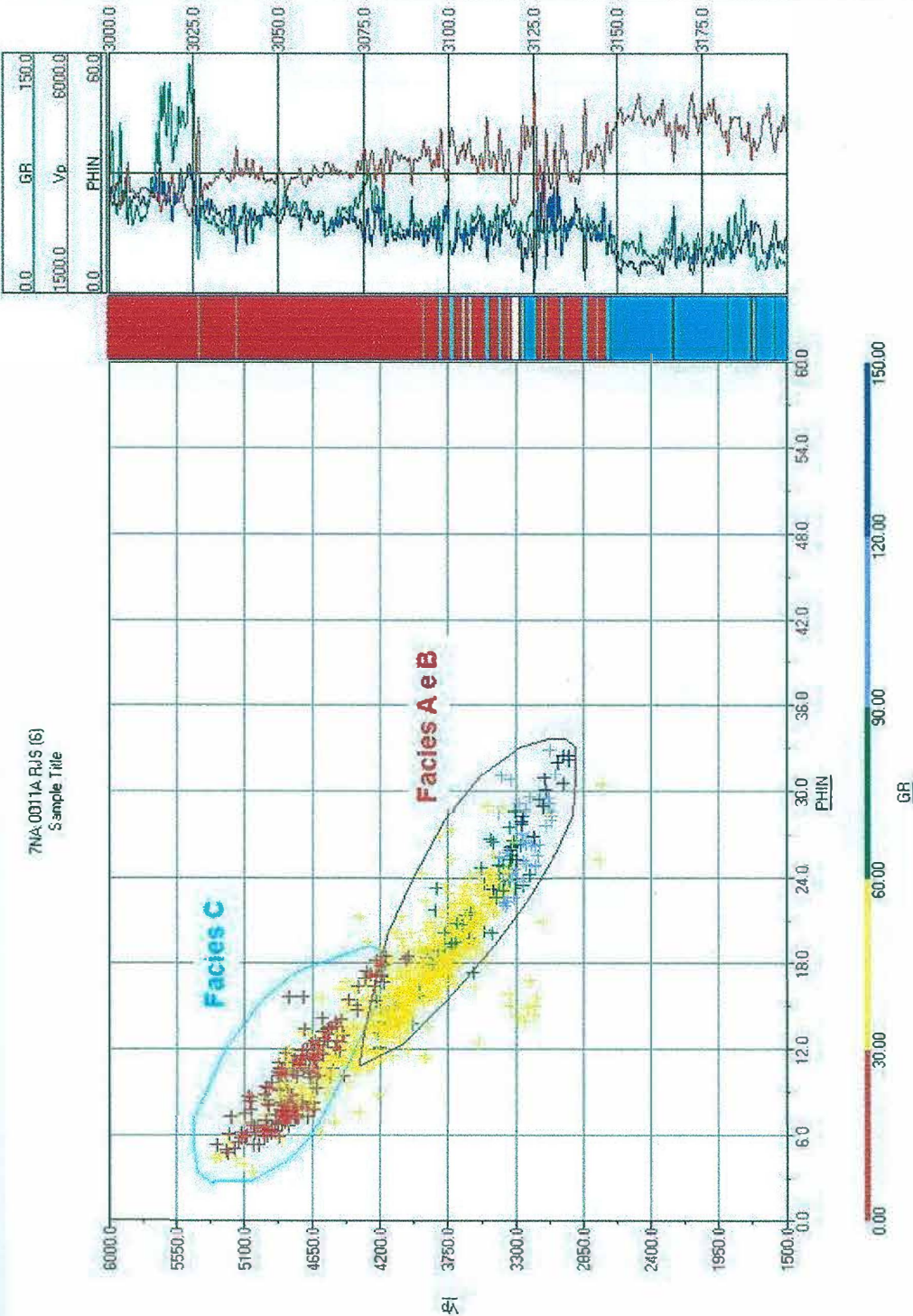


Figura 21 – Gráfico Vp x PHIN x GR para o poço NA11A. Vp representa a velocidade obtida do perfil sônico (em m/s), PHIN o perfil de porosidade (v/v) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das facies A e B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada facies podem ser obtidas no texto do trabalho.



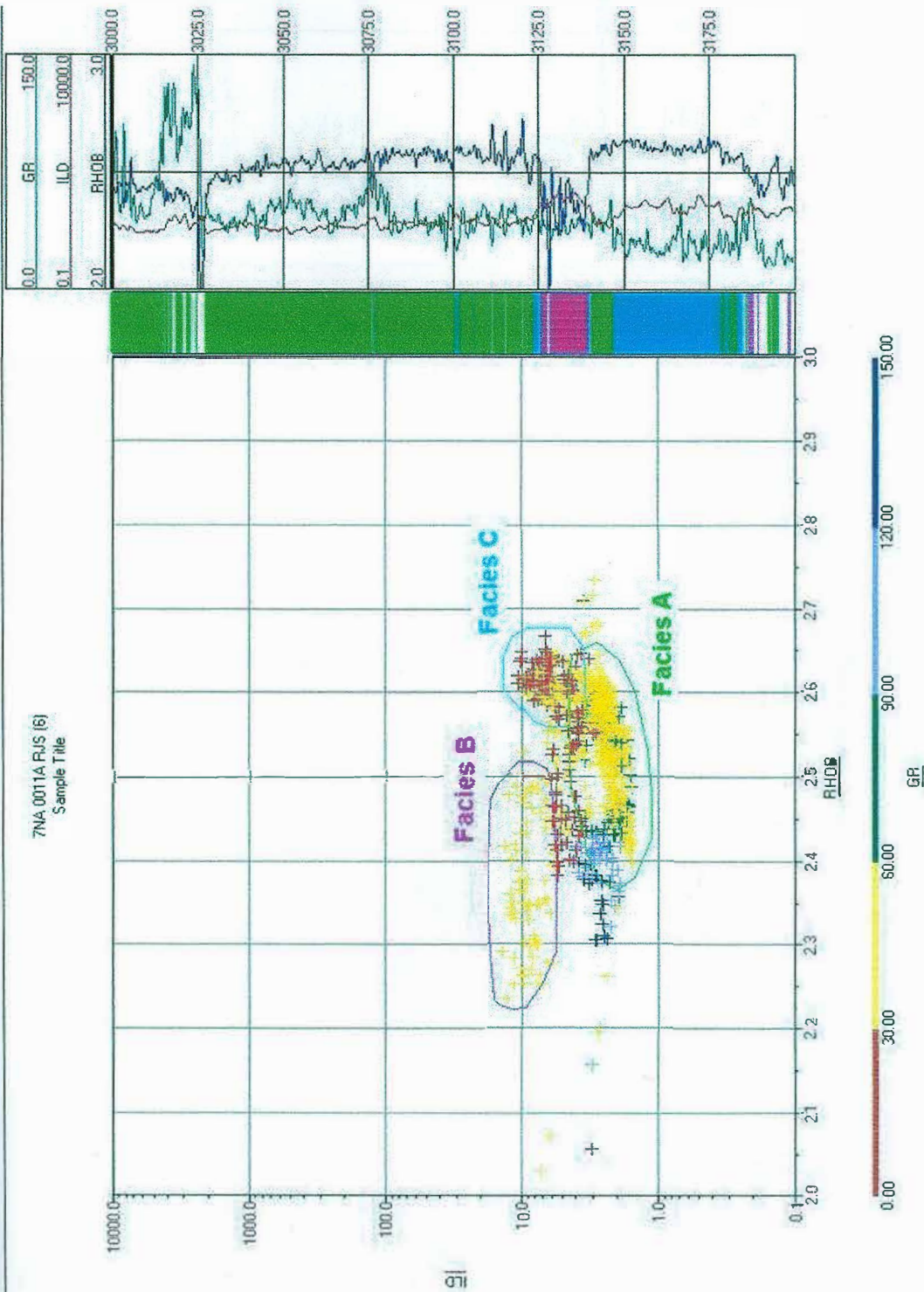


Figura 22 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço NA11A.ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm3) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A (verde), B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.

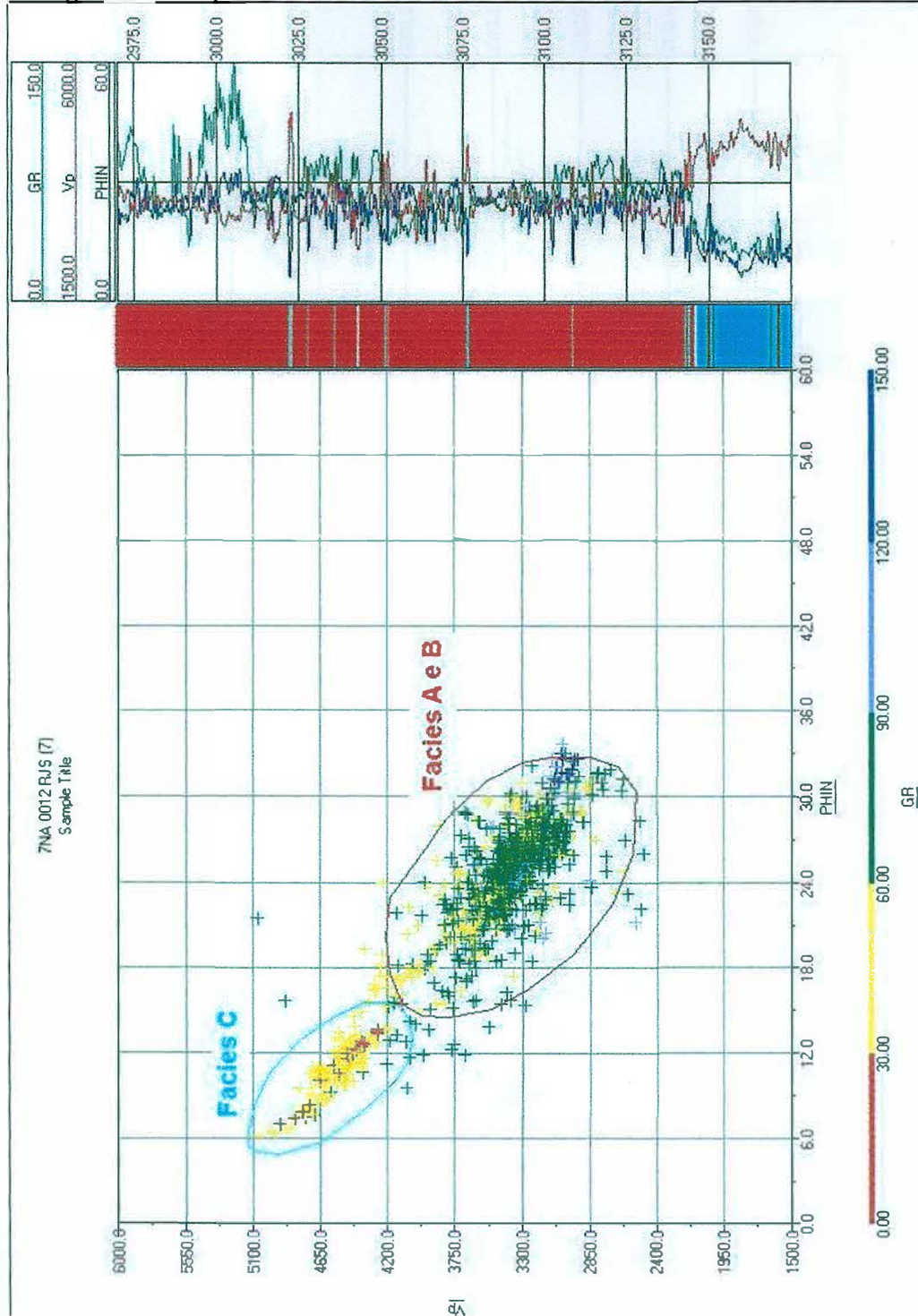


Figura 23 – Gráfico Vp x PHIN x GR para o poço NA12. Vp representa a velocidade obtida do perfil sônico (em m/s), PHIN o perfil de porosidade (v/v) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A e B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.



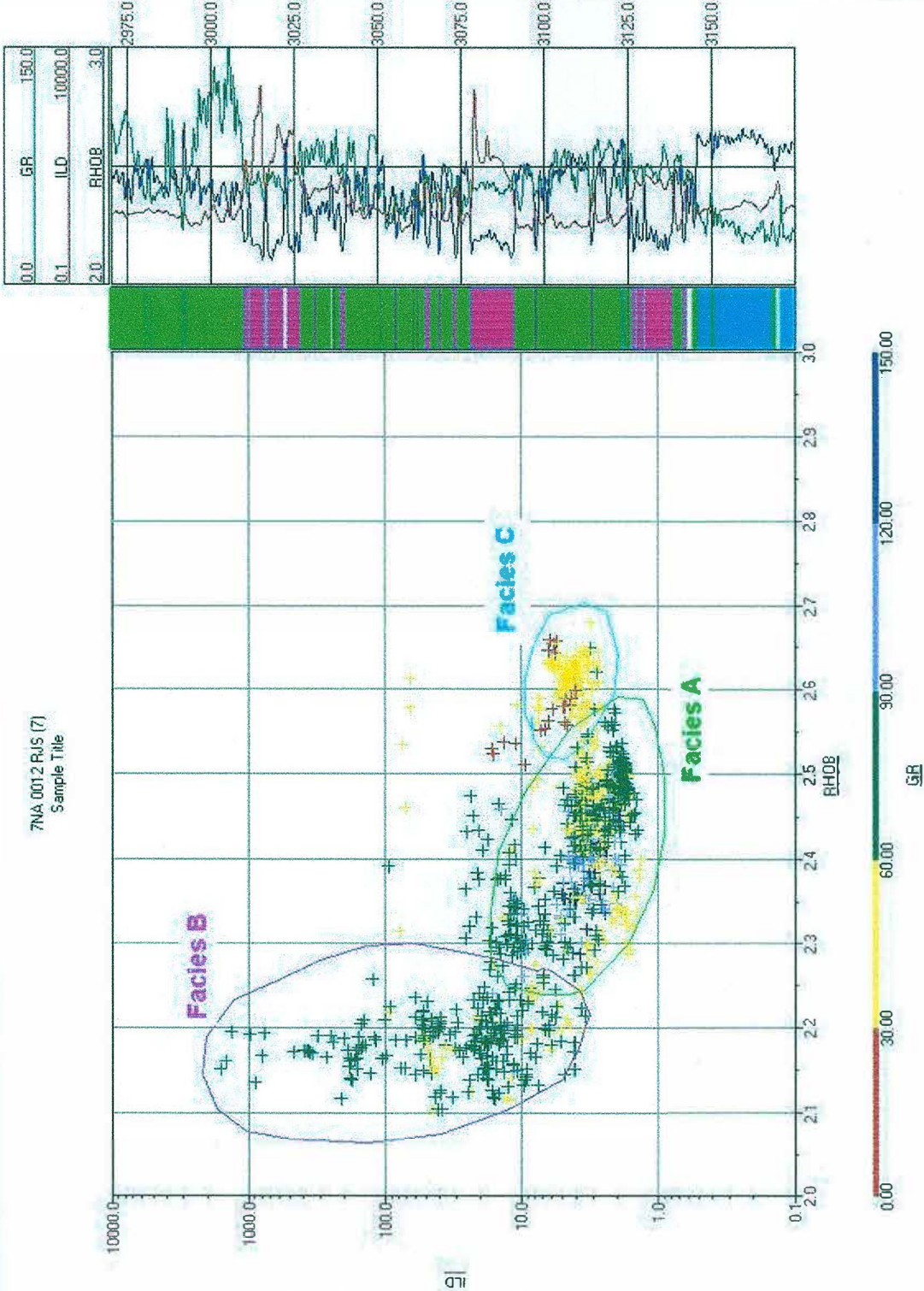


Figura 24 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço NA12. ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm3) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A (verde), B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.

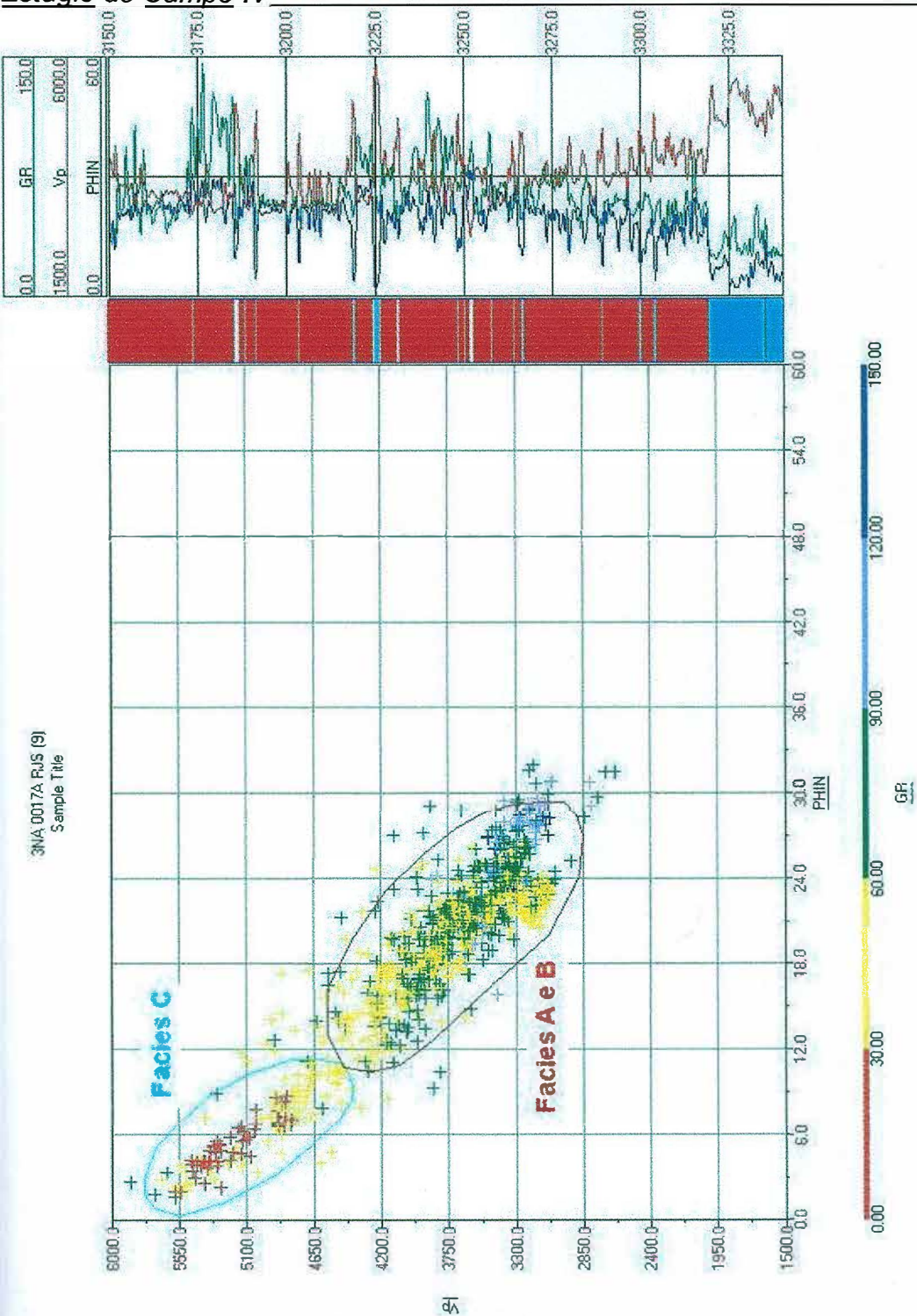


Figura 25 – Gráfico Vp x PHIN x GR para o poço NA17A. Vp representa a velocidade obtida do perfil sônico (em m/s), PHIN o perfil de porosidade (v/v) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A e B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.



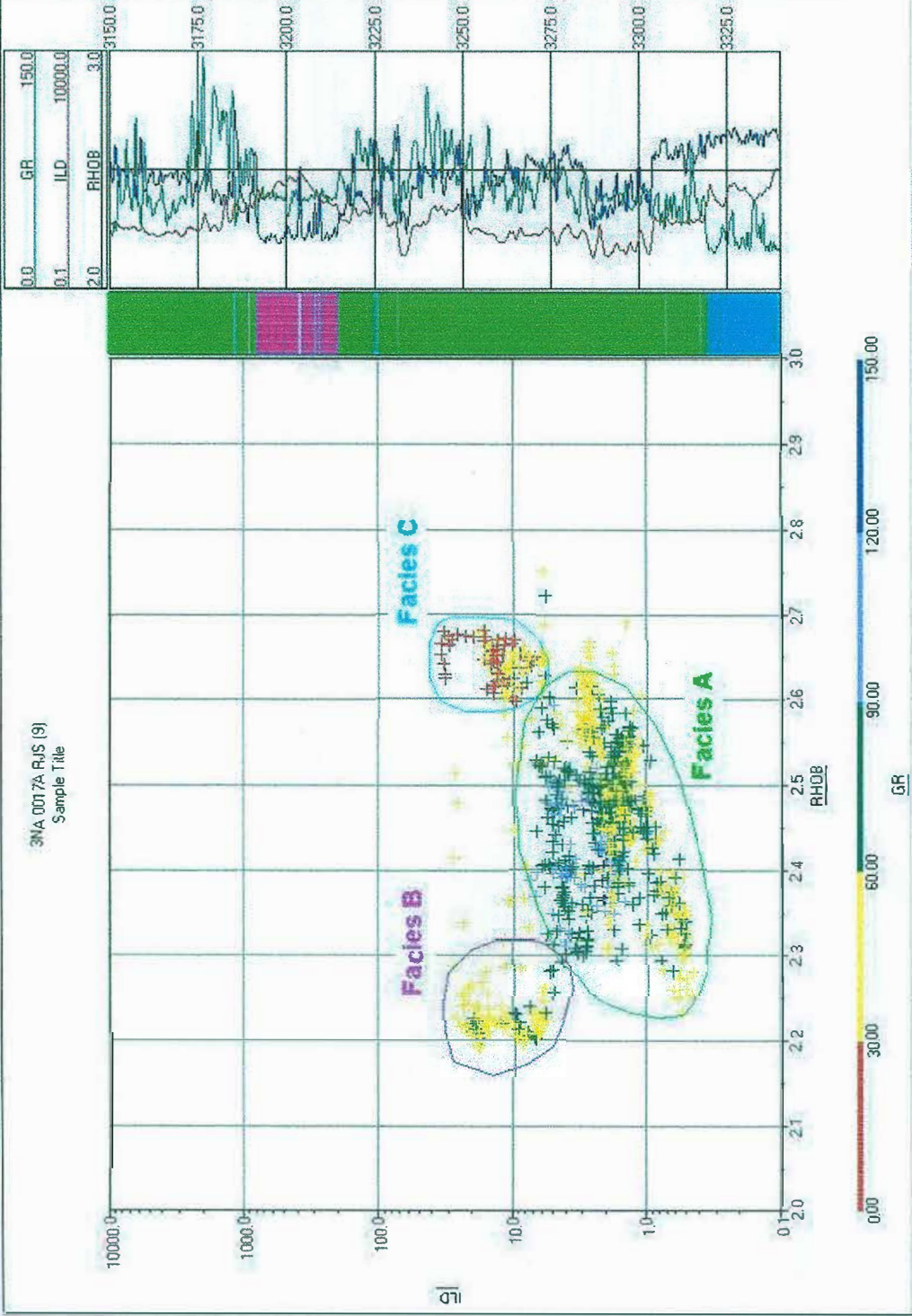


Figura 26 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço NA17A. ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm³) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A (verde), B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.

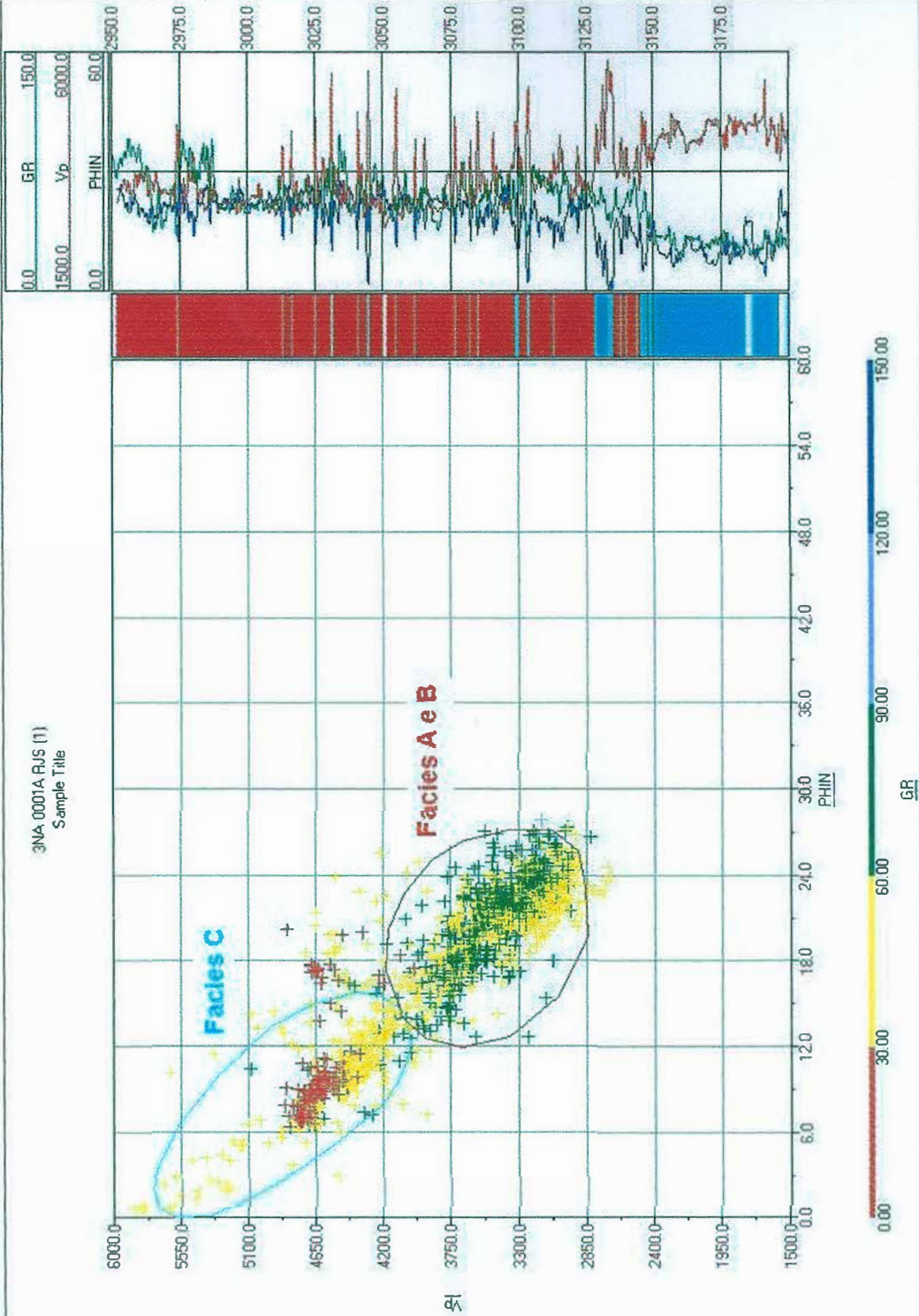


Figura 27 – Gráfico Vp x PHIN x GR para o poço NA01A. Vp representa a velocidade obtida do perfil sônico (em m/s), PHIN o perfil de porosidade (v/v) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A e B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.



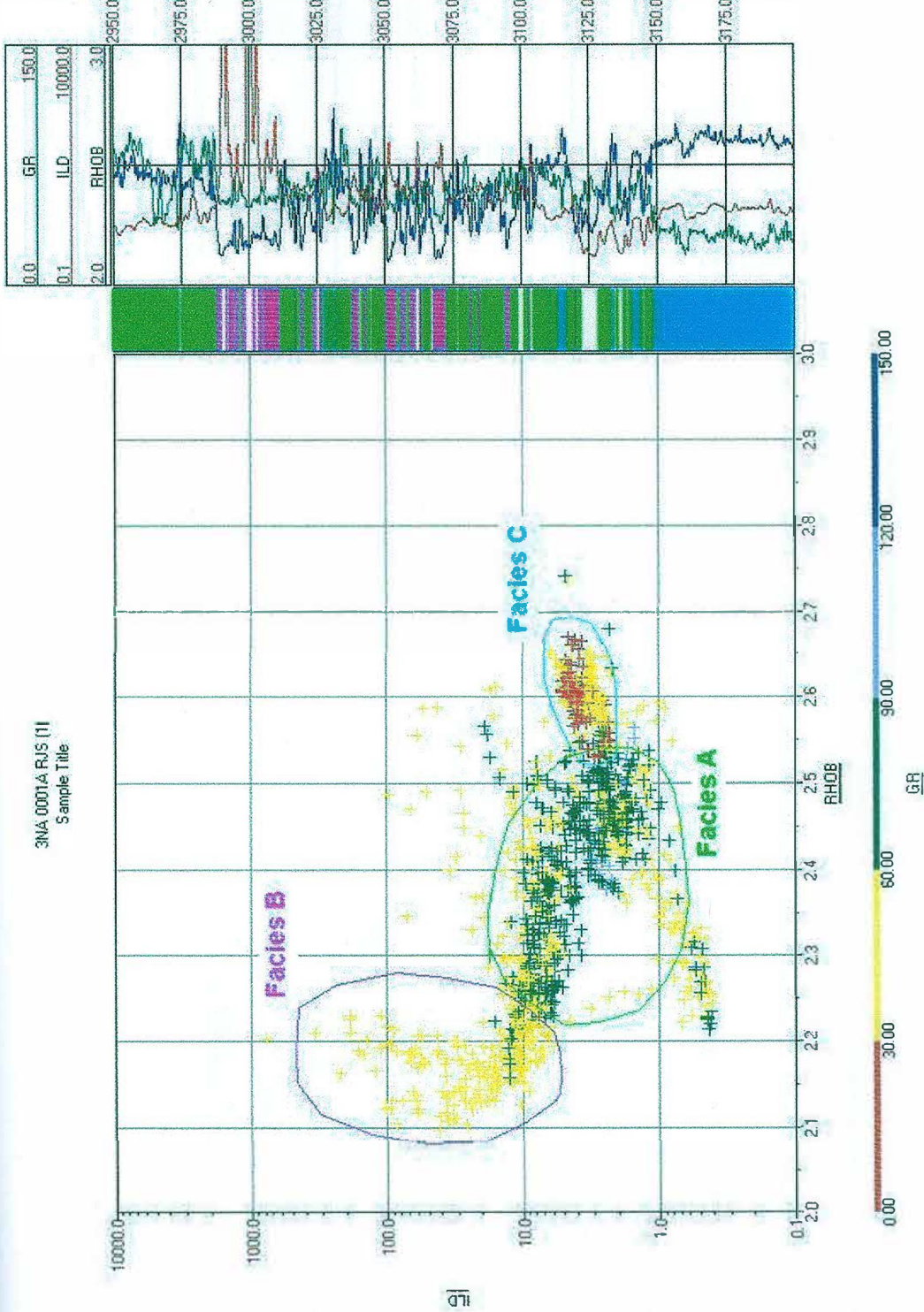


Figura 28 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço NA01A. ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm³) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A (verde), B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.

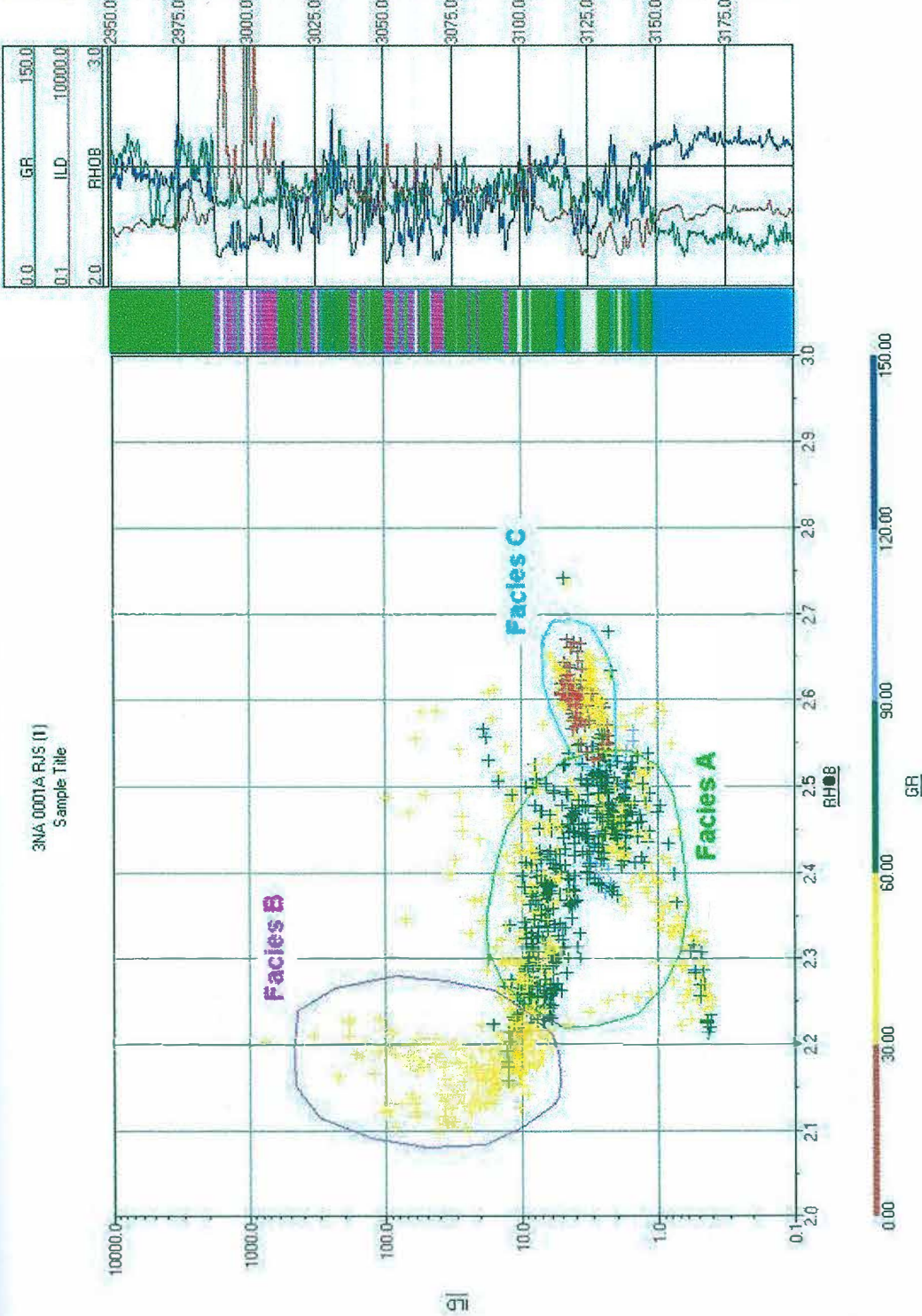


Figura 28 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço NA01A. ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm<sup>3</sup>) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A (verde), B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.



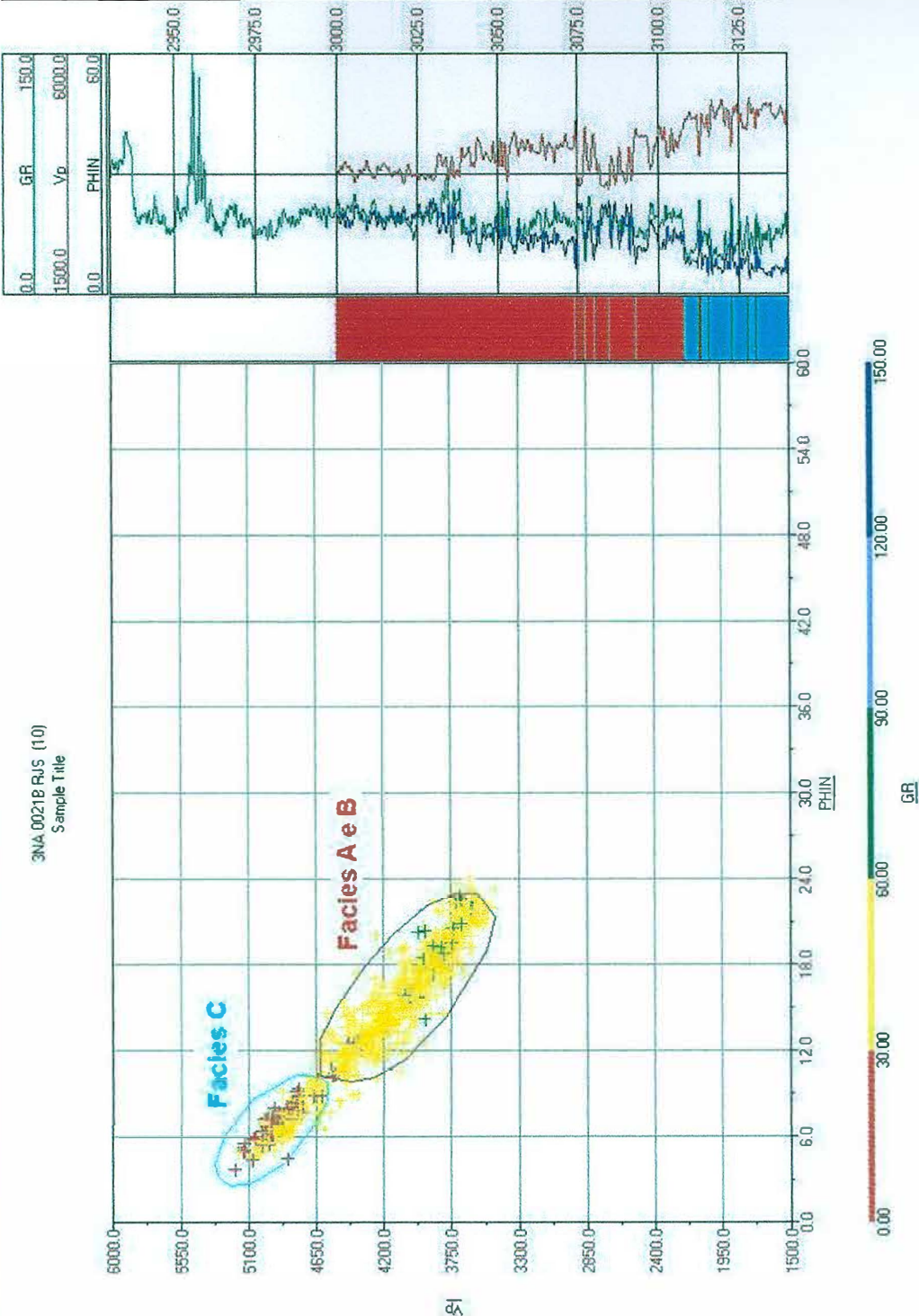


Figura 29 – Gráfico Vp x PHIN x GR para o poço NA21B. Vp representa a velocidade obtida do perfil sônico (em m/s), PHIN o perfil de porosidade (v/v) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A e B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.

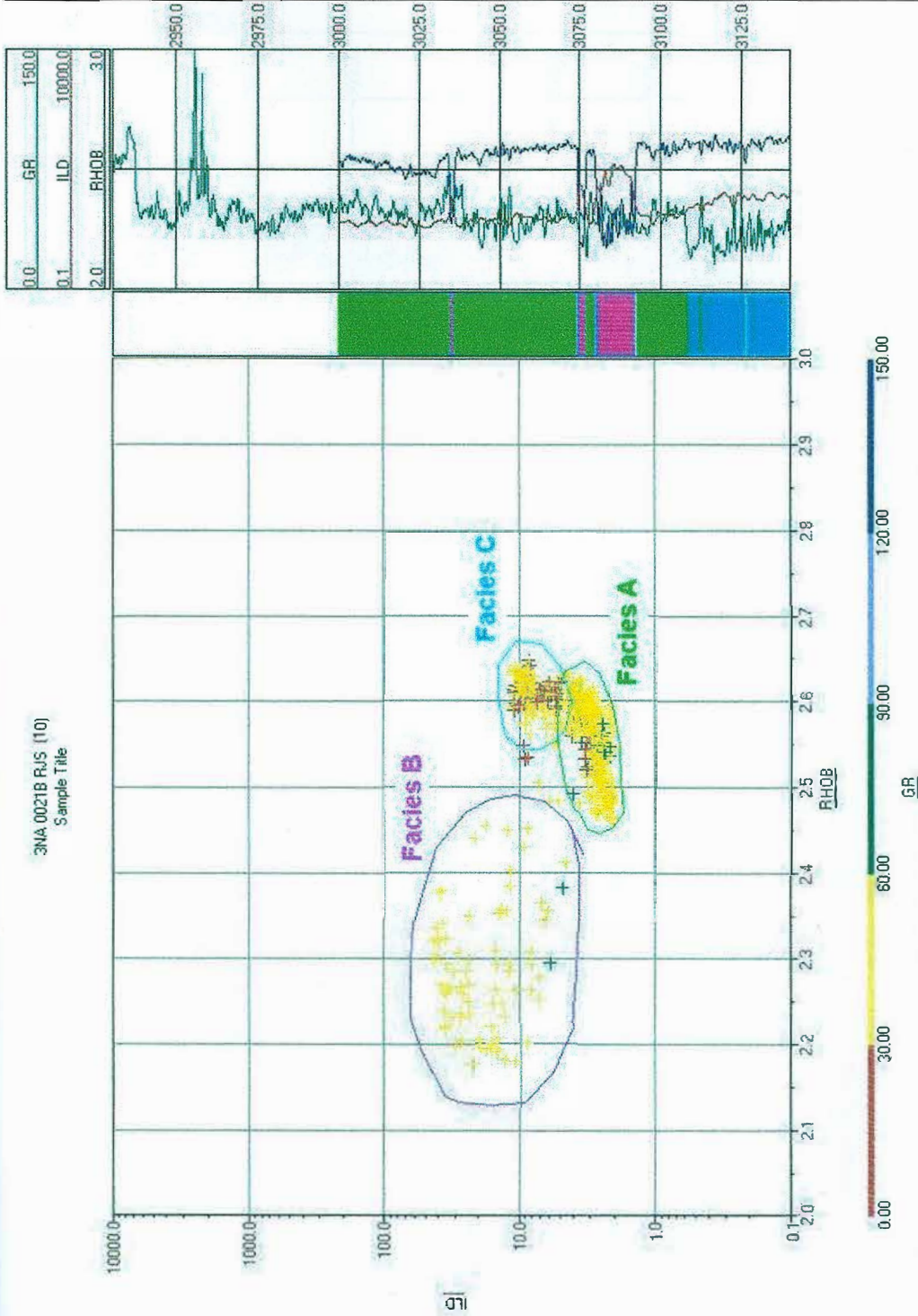


Figura 30 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço NA21B. ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm3) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A (verde), B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.



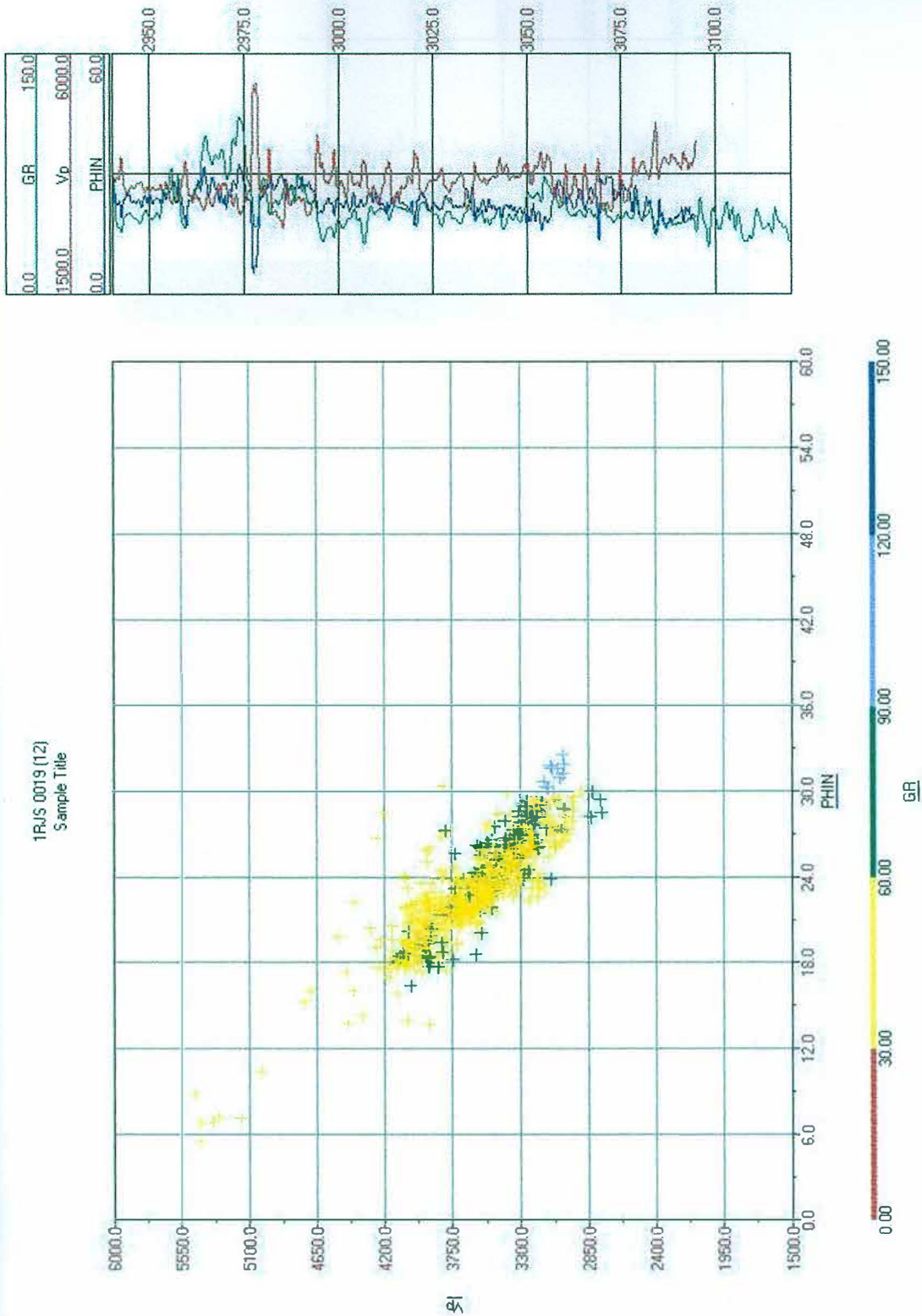


Figura 31 – Gráfico Vp x PHIN x GR para o poço RJS0019. Vp representa a velocidade obtida do perfil sônico (em m/s), PHIN o perfil de porosidade (v/v) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). Não foi possível identificar nenhuma relação que possa caracterizar uma fácies.

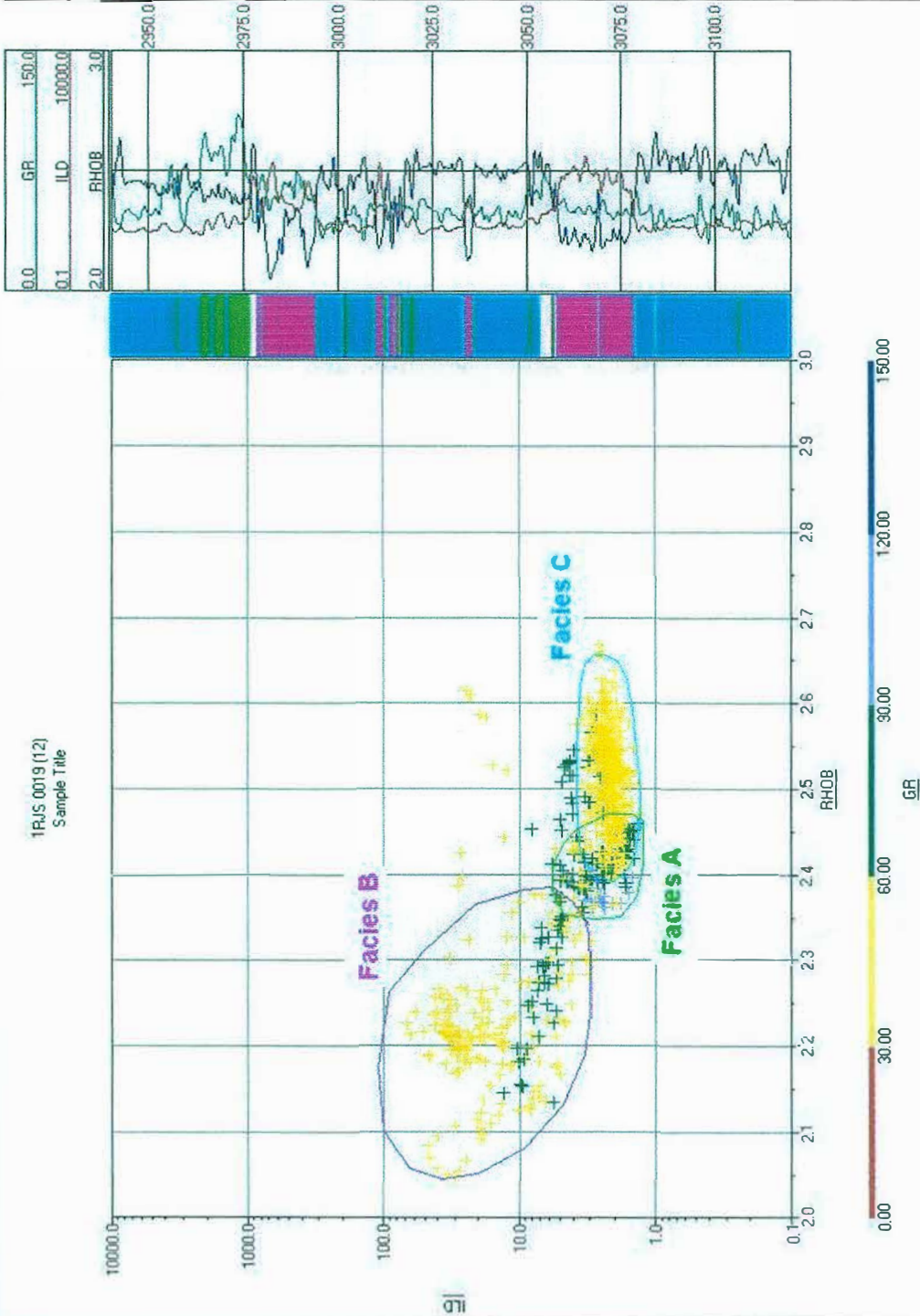
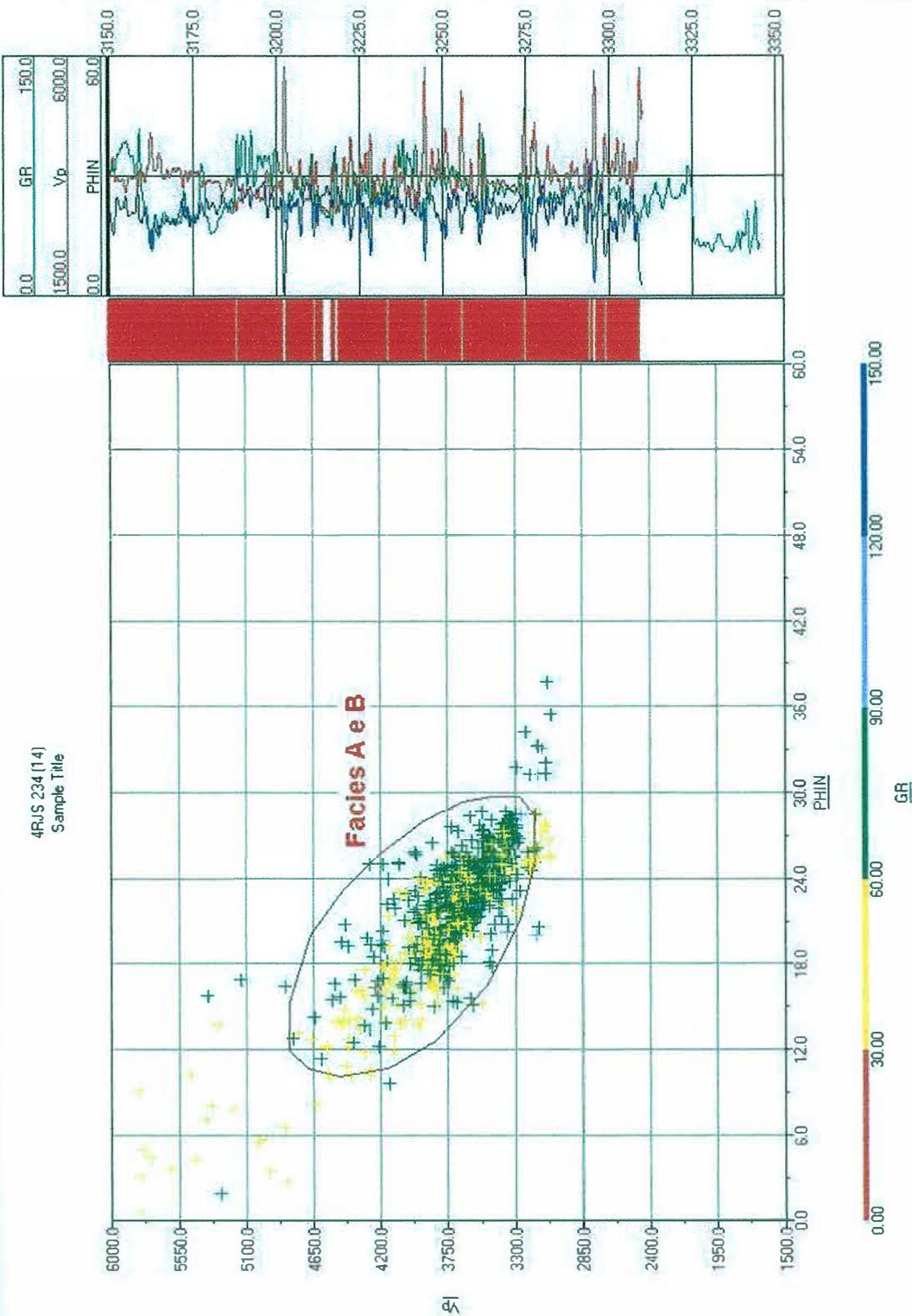


Figura 32 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço RJS0019. ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm<sup>3</sup>) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das facies A (verde), B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada facies podem ser obtidas no texto do trabalho.



4RJS 234 (14)  
Sample Title

Figura 33 – Gráfico Vp x PHIN x GR para o poço RJS234. Vp representa a velocidade obtida do perfil sônico (em m/s), PHIN o perfil de porosidade (v/v) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). Não foi possível identificar nenhuma relação que possa caracterizar uma fácies.



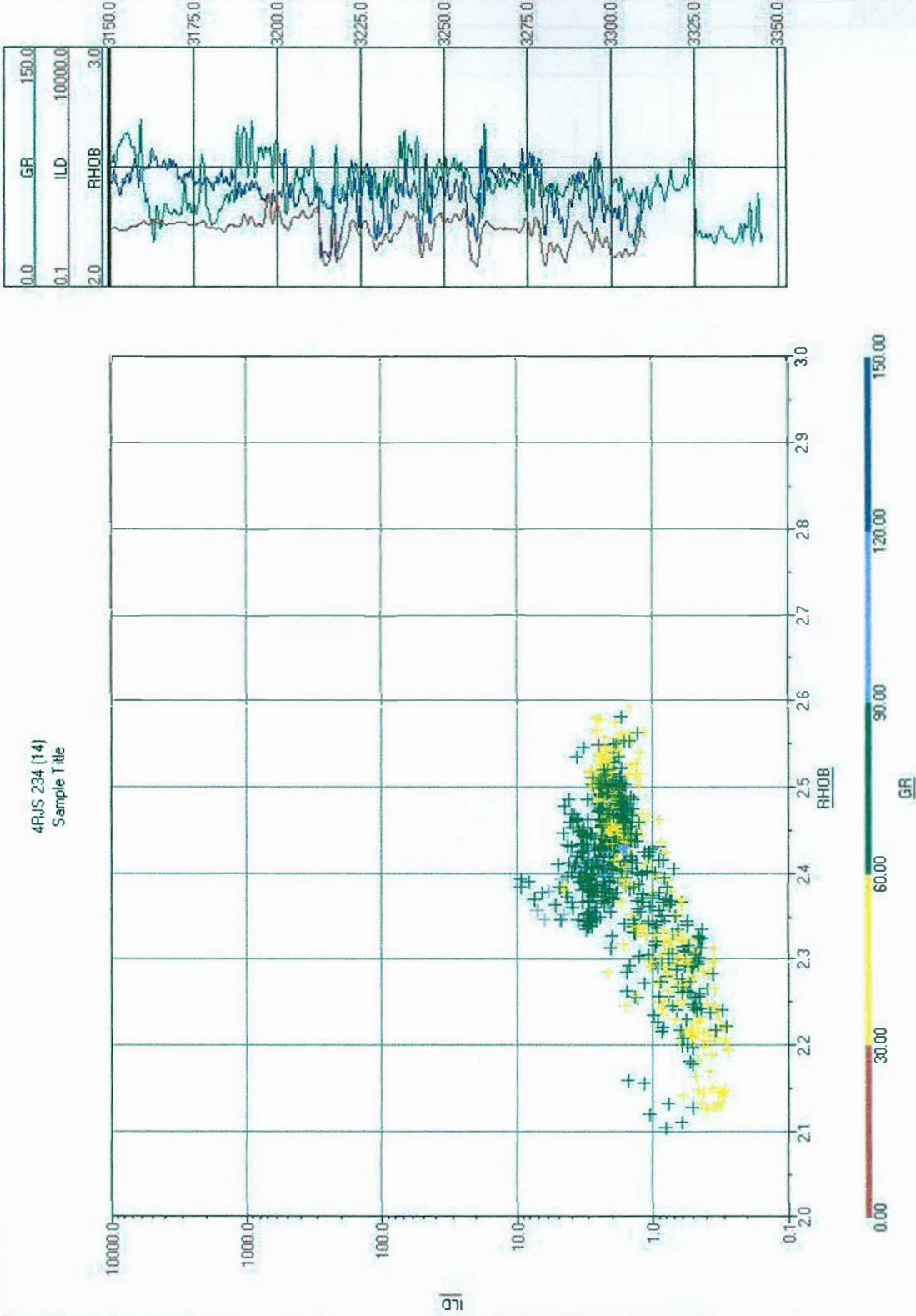
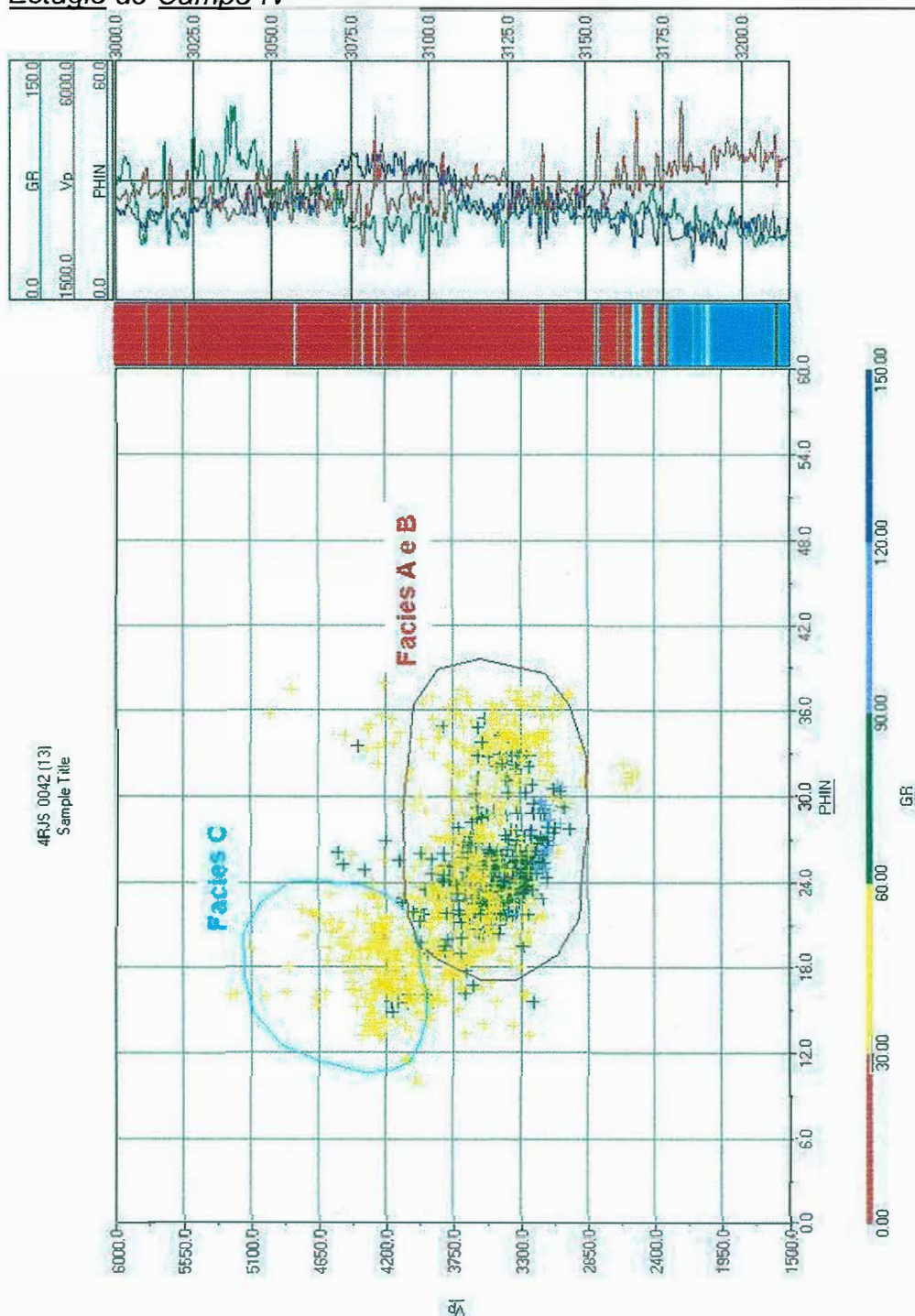


Figura 34 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço RJS234. ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm<sup>3</sup>) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). Não foi possível identificar nenhuma relação que possa caracterizar uma fácies.



71

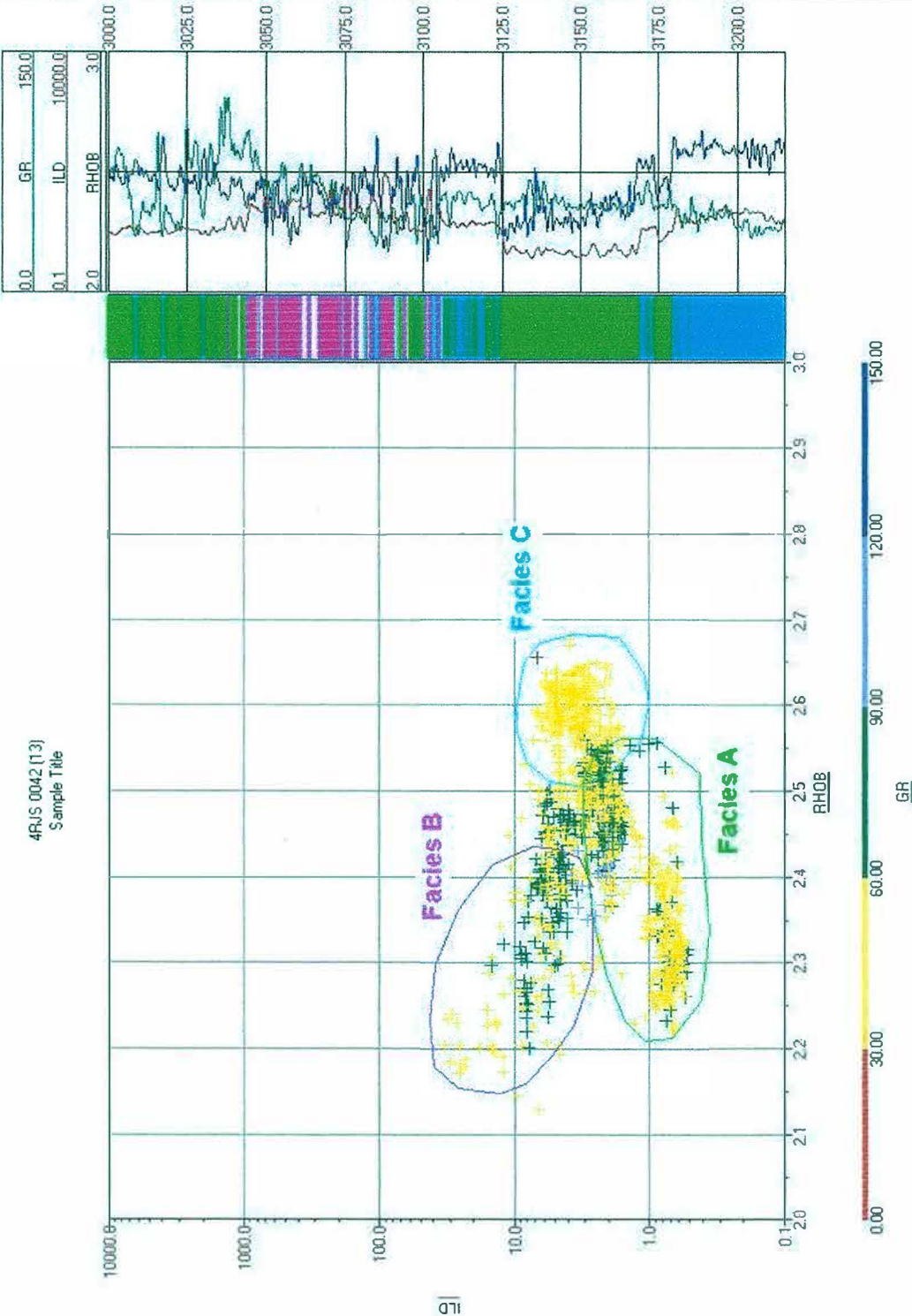


Figura 36 – Gráfico ILD x RHOB x GR para o poço RJS42. ILD representa o perfil de resistividade (ohm.m), RHOB o perfil de densidade (g/cm<sup>3</sup>) e GR o perfil de raio gama (API). Os valores de GR estão representados pela barra colorida (de 0 a 150 API). A distribuição das fácies A (verde), B (vermelha) e C (azul) identificadas no gráfico também podem ser vistas em profundidade (barra adjacente aos perfis acima). Maiores informações a respeito de cada fácies podem ser obtidas no texto do trabalho.



## ANEXO II

### Representação Gráfica dos Modelos Petrofísicos Calculados

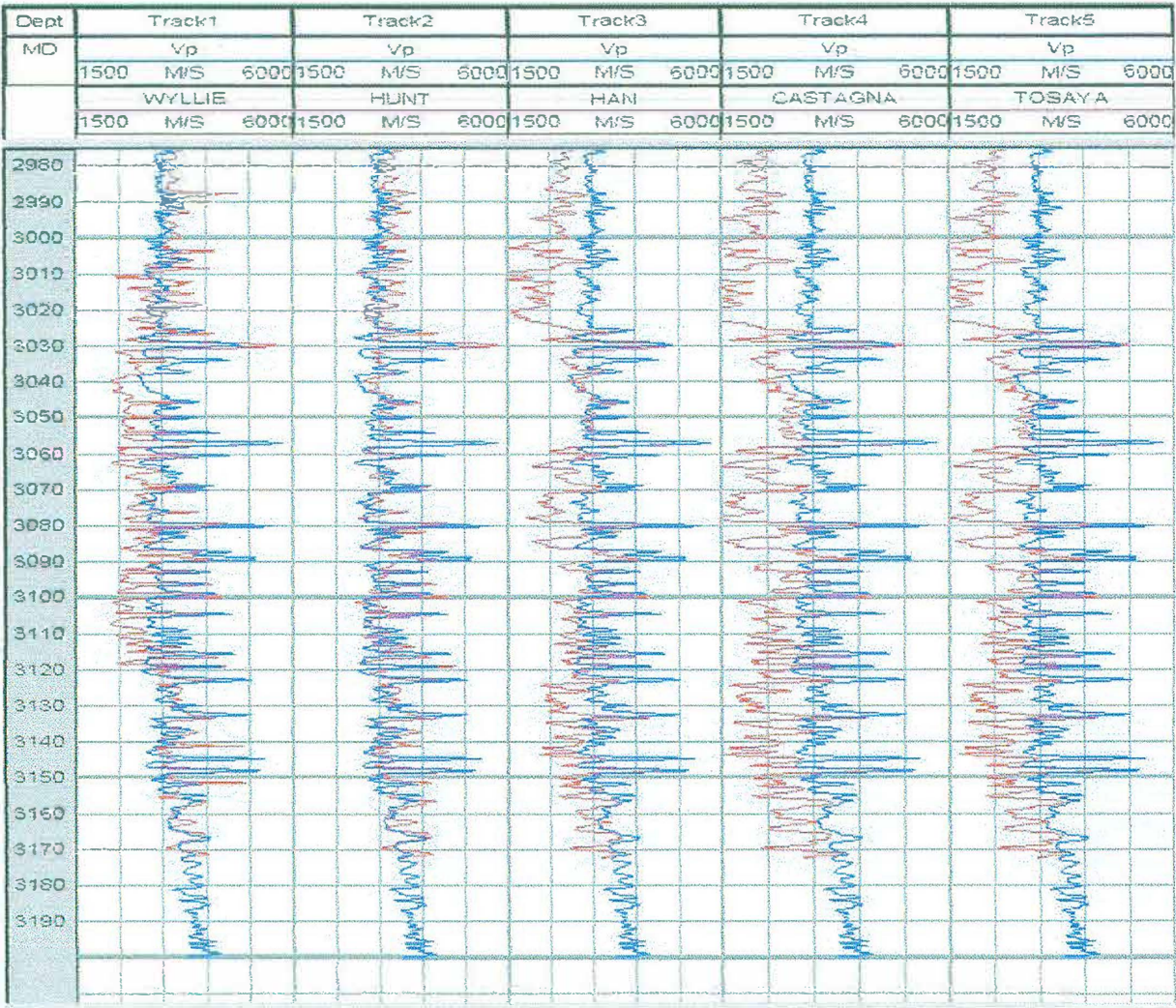


Figura 37 – Representação dos modelos de Wyllie, Hunt, Han, Castagna e Tosaya (em vermelho) e as velocidades obtidas a partir do perfil sônico (azul) para o poço NA02. Profundidade em metros.



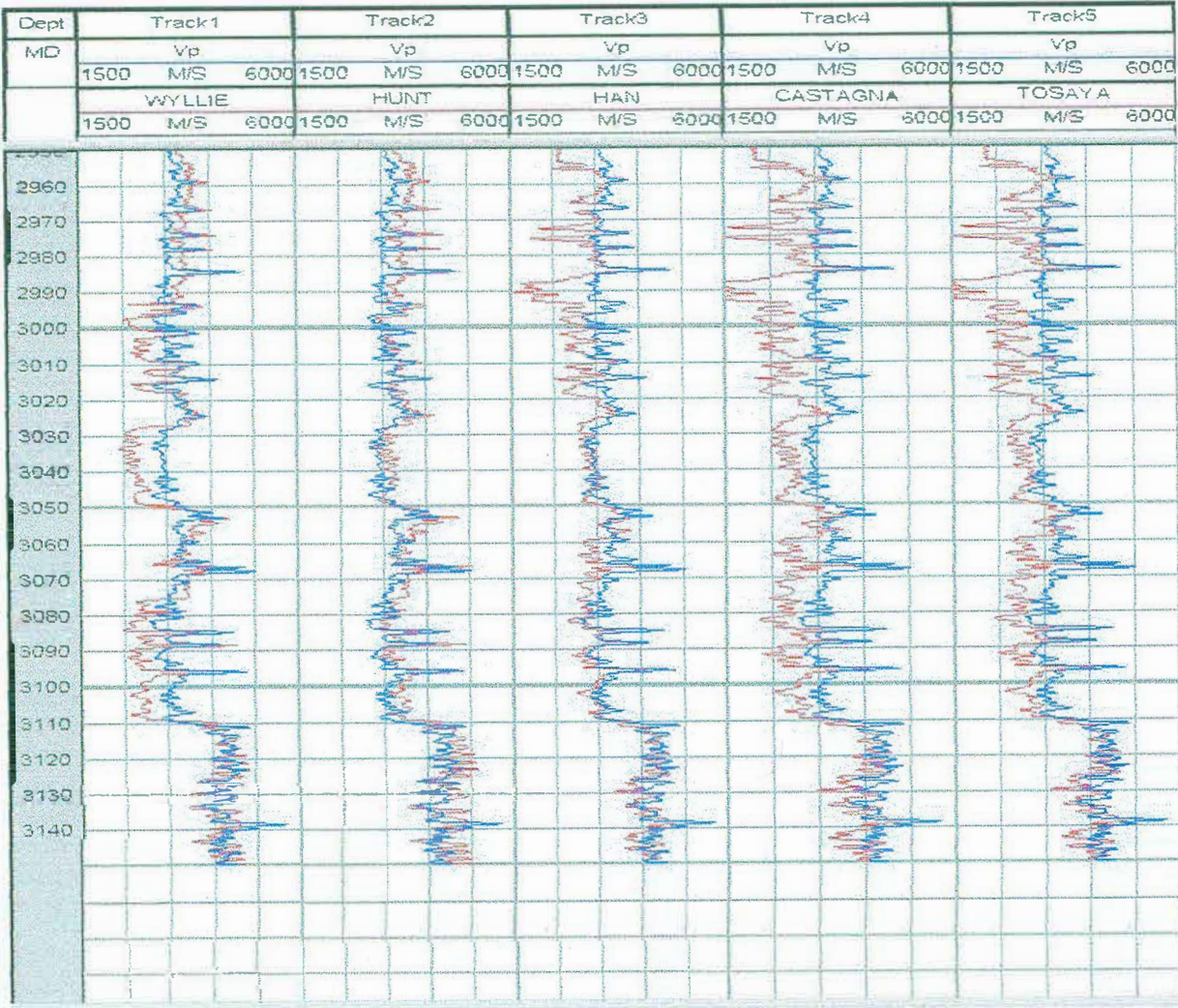


Figura 38 – Representação dos modelos de Wyllie, Hunt, Han, Castagna e Tosaya (em vermelho) e as velocidades obtidas a partir do perfil sônico (azul) para o poço NA04. Profundidade em metros.



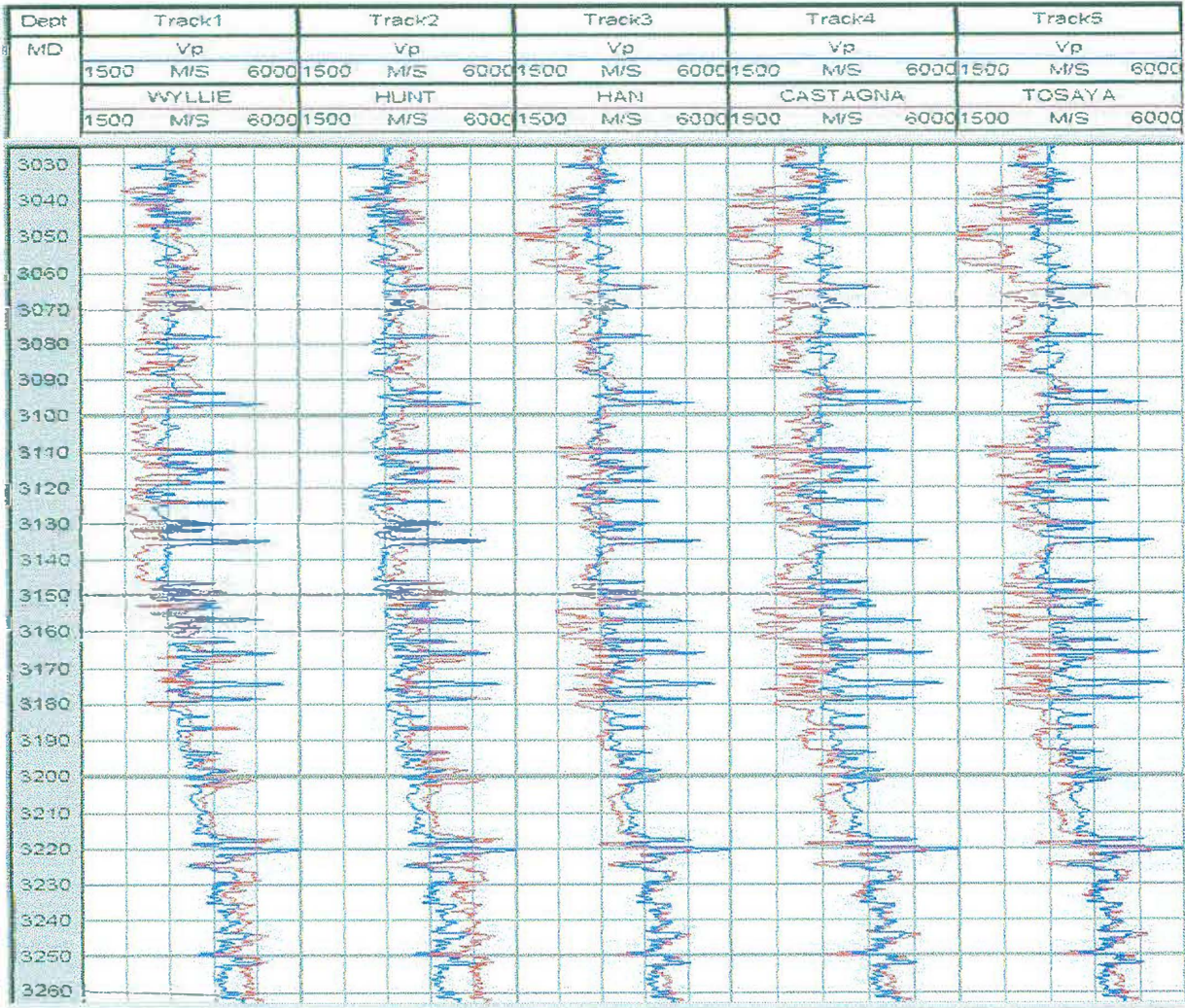


Figura 39 – Representação dos modelos de Wyllie, Hunt, Han, Castagna e Tosaya (em vermelho) e as velocidades obtidas a partir do perfil sônico (azul) para o poço NA07. Profundidade em metros.

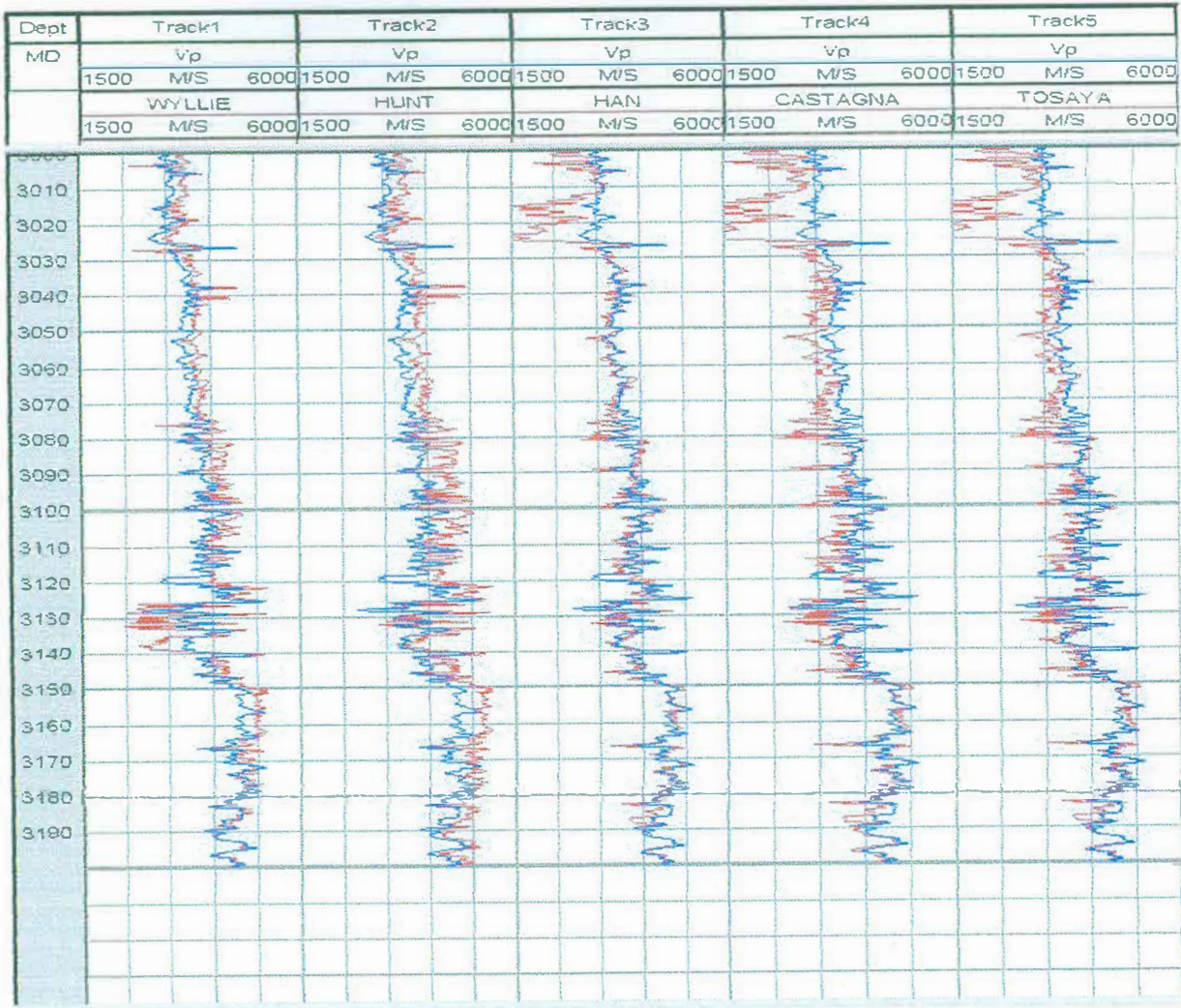


Figura 40 – Representação dos modelos de Wyllie, Hunt, Han, Castagna e Tosaya (em vermelho) e as velocidades obtidas a partir do perfil sônico (azul) para o poço NA11A. Profundidade em metros.



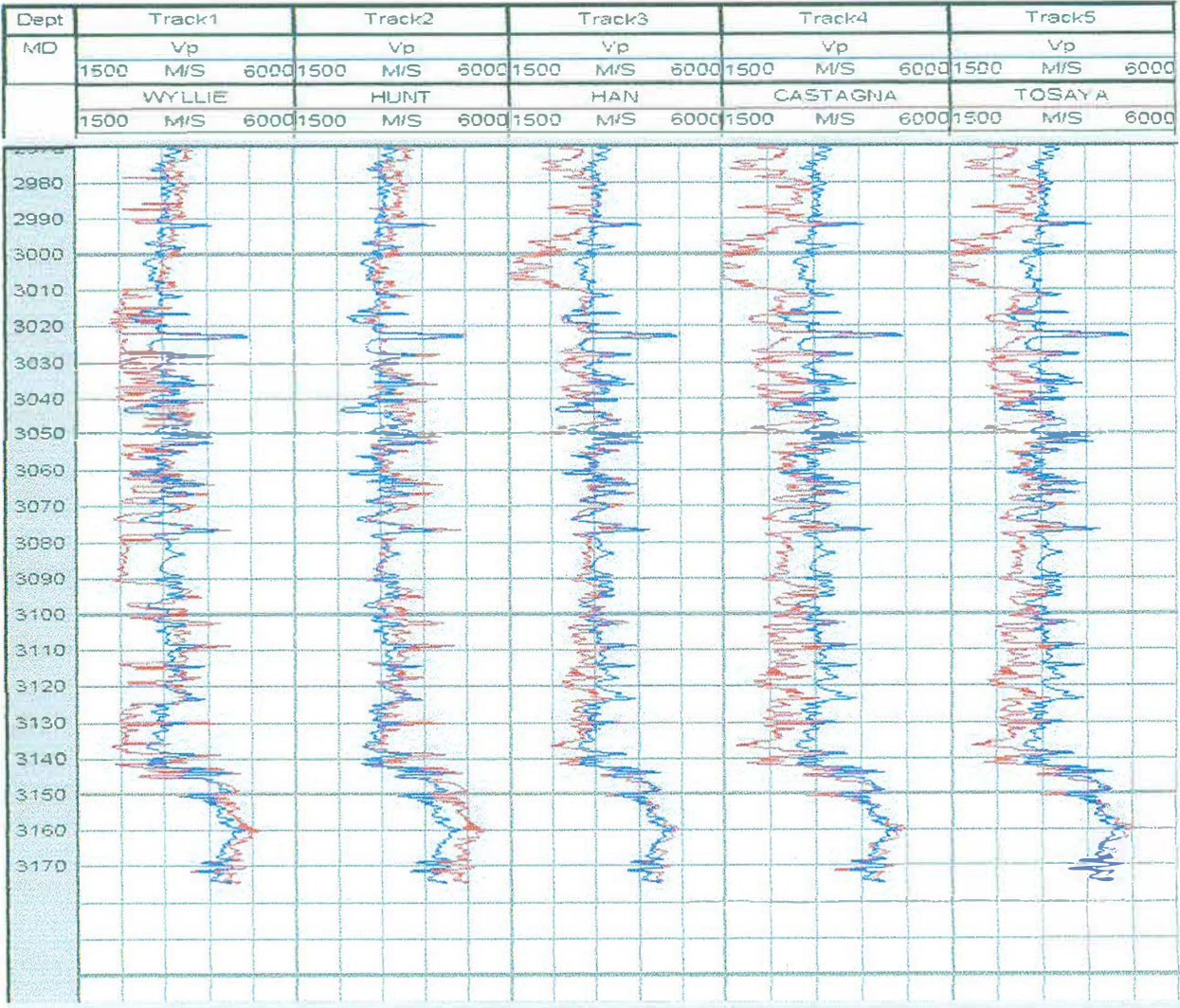


Figura 41 – Representação dos modelos de Wyllie, Hunt, Han, Castagna e Tosaya (em vermelho) e as velocidades obtidas a partir do perfil sônico (azul) para o poço NA12. Profundidade em metros.

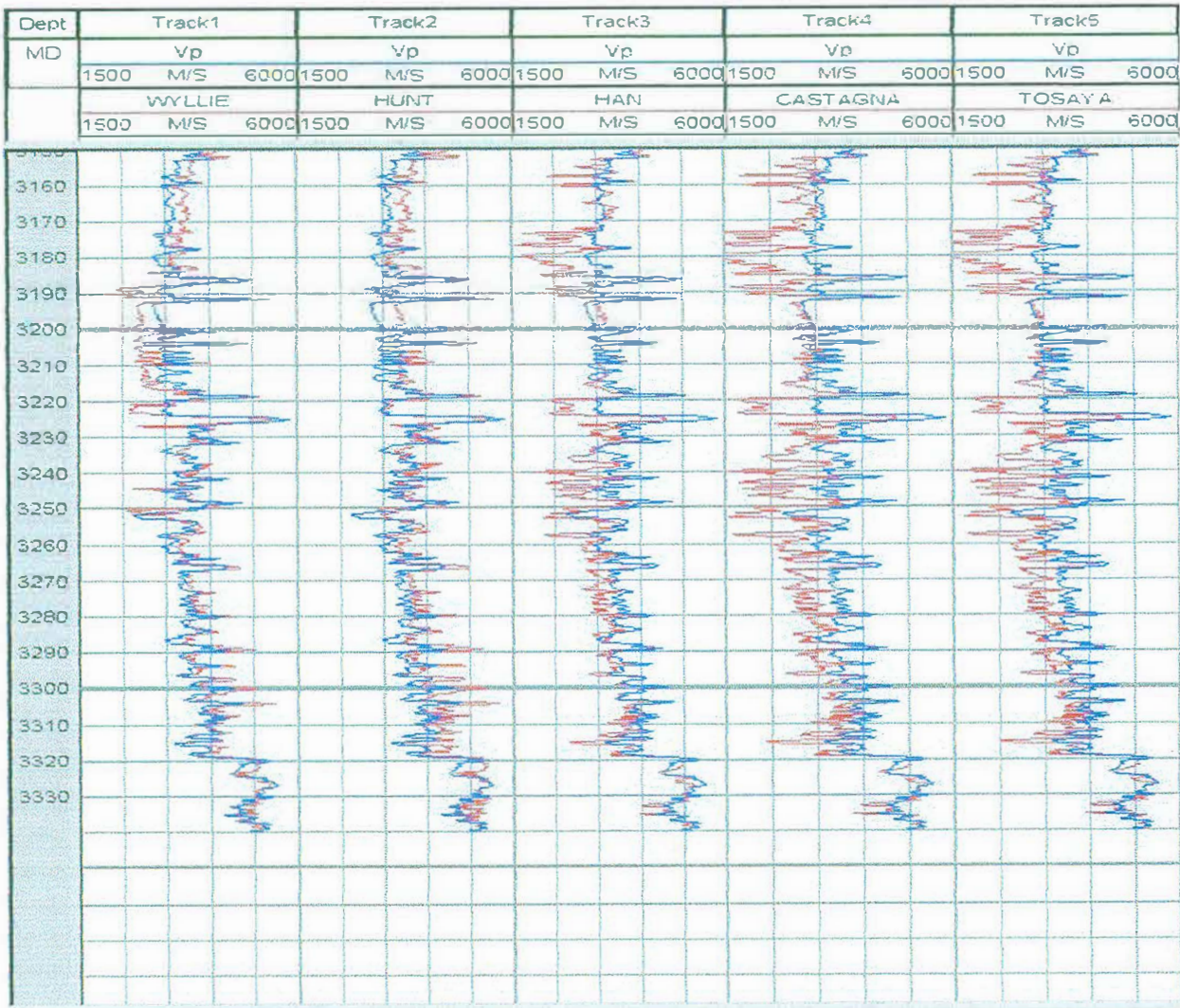


Figura 42 – Representação dos modelos de Wyllie, Hunt, Han, Castagna e Tosaya (em vermelho) e as velocidades obtidas a partir do perfil sônico (azul) para o poço NA17A. Profundidade em metros.



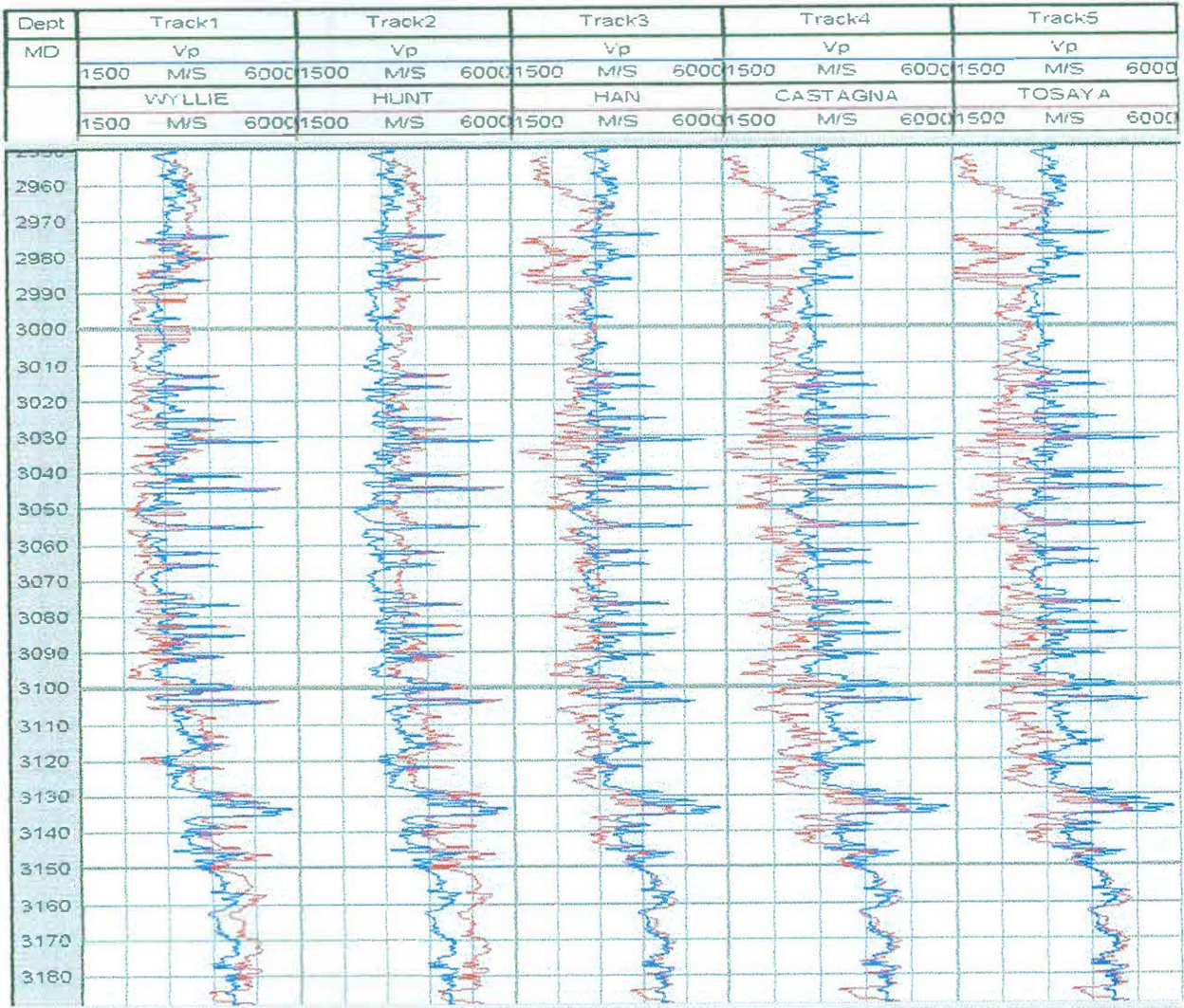


Figura 43 – Representação dos modelos de Wyllie, Hunt, Han, Castagna e Tosaya (em vermelho) e as velocidades obtidas a partir do perfil sônico (azul) para o poço NA1A. Profundidade em metros.

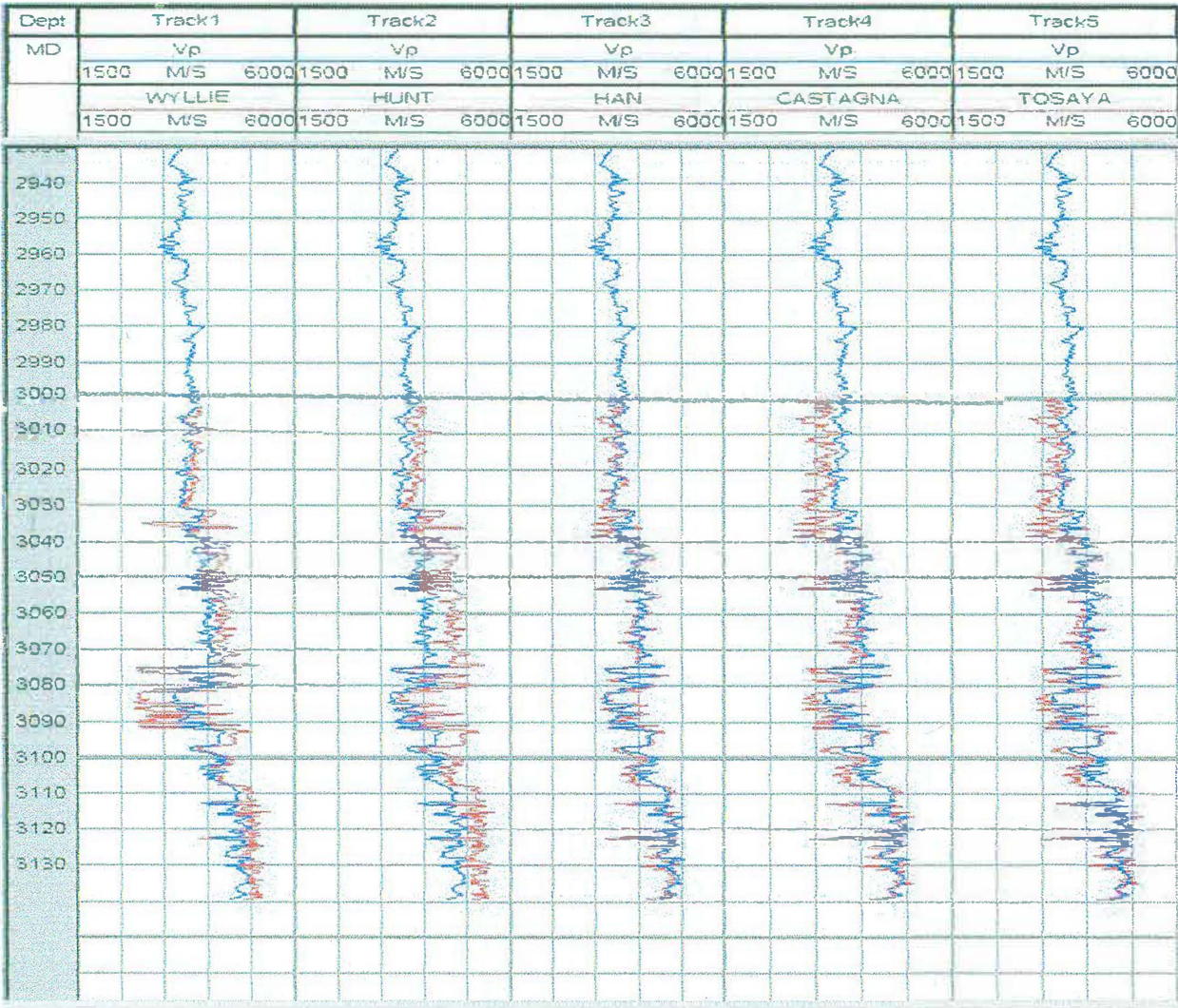


Figura 44 – Representação dos modelos de Wyllie, Hunt, Han, Castagna e Tosaya (em vermelho) e as velocidades obtidas a partir do perfil sônico (azul) para o poço NA21B. Profundidade em metros.





Figura 45 – Representação dos modelos de Wyllie, Hunt, Han, Castagna e Tosaya (em vermelho) e as velocidades obtidas a partir do perfil sônico (azul) para o poço RJS0019. Profundidade em metros.

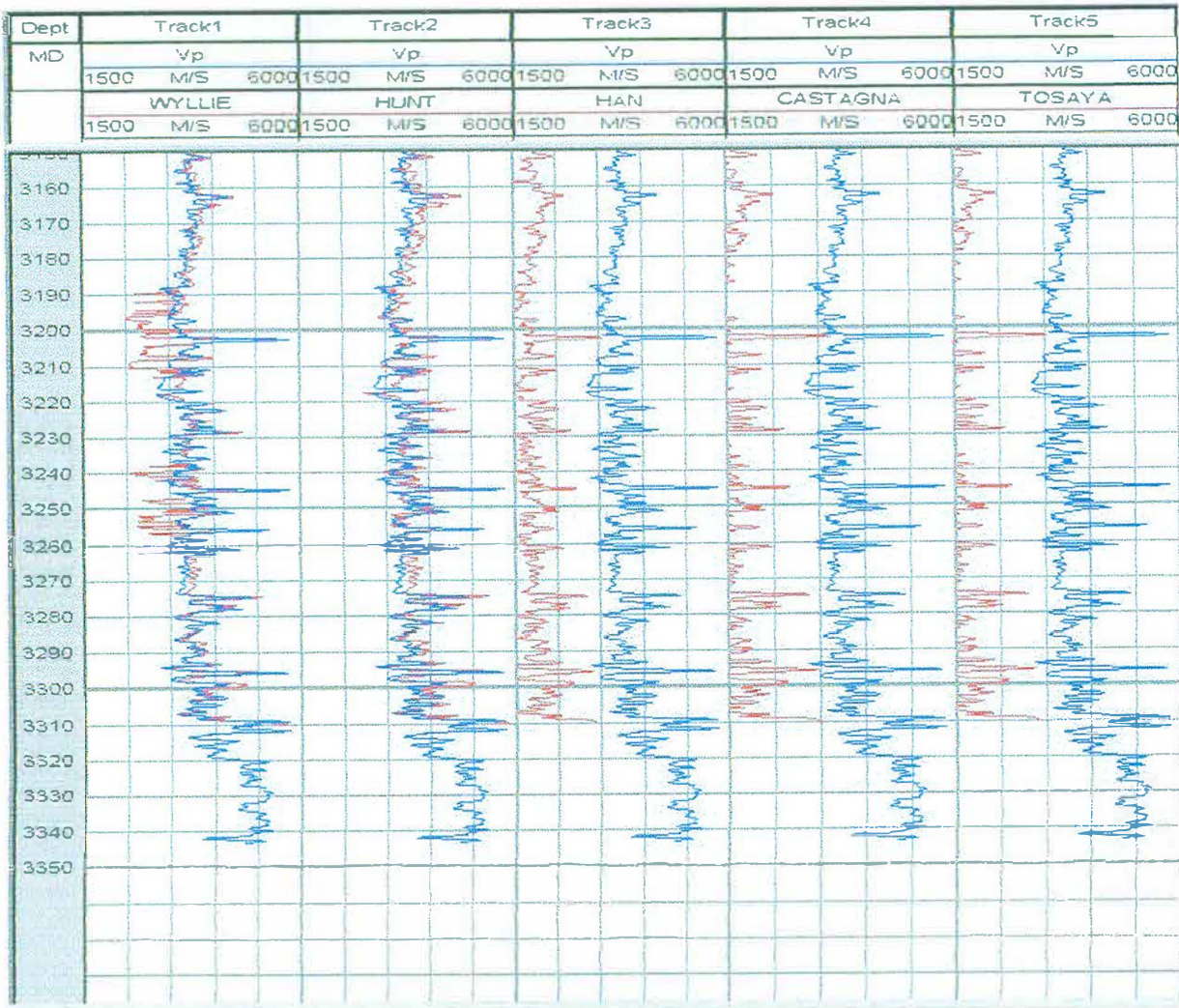


Figura 46 – Representação dos modelos de Wyllie, Hunt, Han, Castagna e Tosaya (em vermelho) e as velocidades obtidas a partir do perfil sônico (azul) para o poço RJS234. Profundidade em metros.



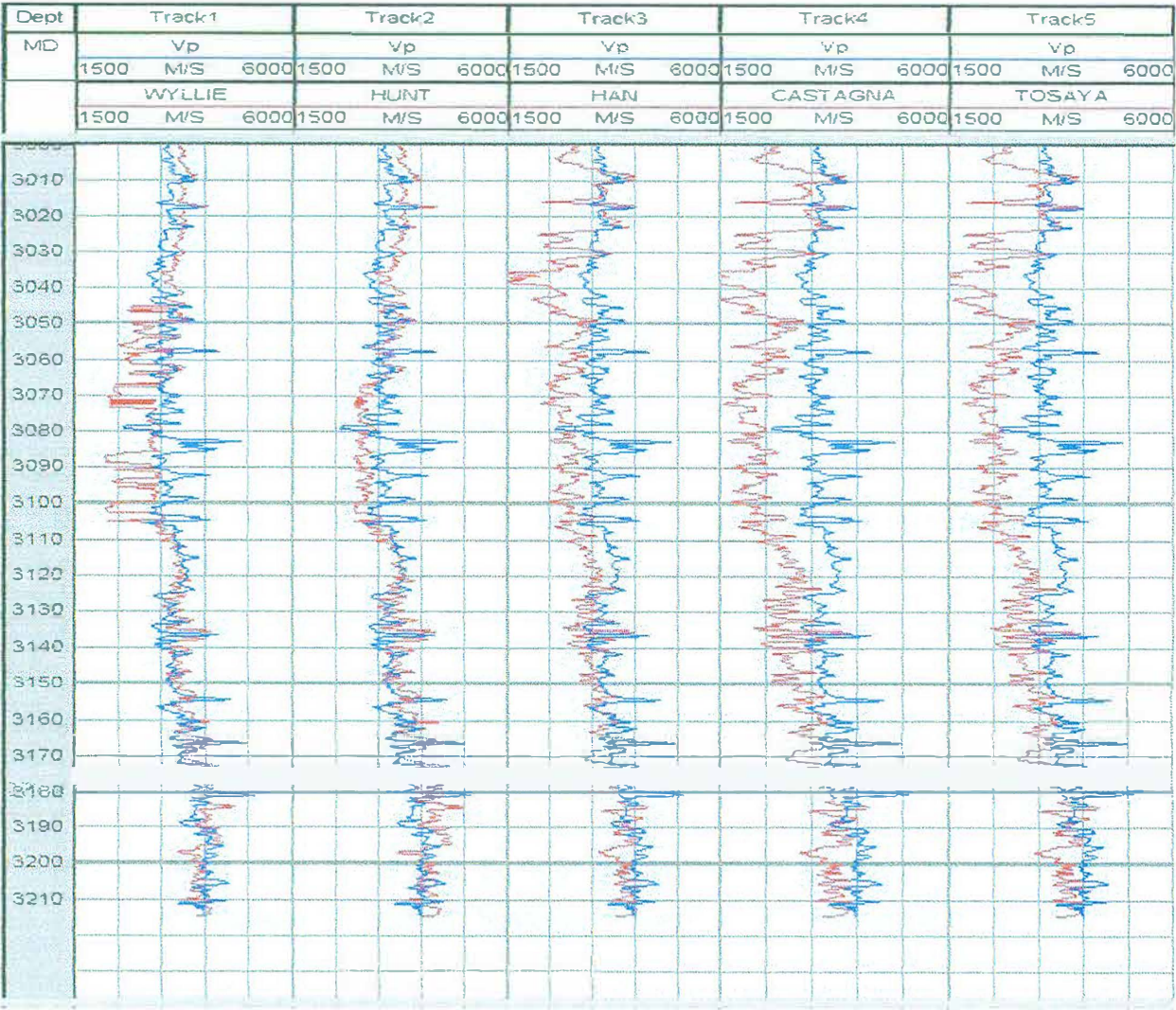


Figura 47 – Representação dos modelos de Wyllie, Hunt, Han, Castagna e Tosaya (em vermelho) e as velocidades obtidas a partir do perfil sônico (azul) para o poço RJS42. Profundidade em metros.

**IV - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- CASTRO, R. D. 2000. Tectonic-Sedimentary sequences of Campos Basin and reconstruction of drainage evolution in southeastern Brazil. Resumo expandido a partir do Abstract original apresentado no 31<sup>st</sup> Geological International Congress, Rio de Janeiro.
- CHEN, C. T.; CHEN, L. S., MILLERO, F. J., 1978. Speed of Sound in NaCl, MgCl<sub>2</sub>, Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, and MgSO<sub>4</sub> Aqueous Solutions as Functions of Concentration, Temperature, and Pressure. J. Acoust. Soc. Am., **63**, 1795-1800.
- HWANG, L-F., LELLIS, P. J., 1988. Bright Spots Related to High GOR Oil Reservoir in Green Canyon. 58th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys. Expanded Abstracts, 761-763.
- MANOEL MURILO SILVA, 1988. Análise da Caracterização Petrofísica de Reservatórios Turbidíticos da Bacia de Campos. Tese Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, MG.
- MAVKO, G. M., JIZBA, D., 1991. Estimating Grain-scale Fluid Effects on Velocity Dispersion in Rocks. Geophysics, **56**, 1940-1949.
- MELLO, M. R.; KOUTSOUKOS, E. A. M.; MOHRIAK, W. U.; BACOCOLI, G., 1994. Selected Petroleum Systems in Brazil. AAPG Memoir #60, p. 499-512.
- POTTER, R. W., II, BROWN, D. L., 1977. The Volumetric Properties of Sodium Chloride Solutions from 0 to 500 C at Pressures Up to 2000 Bars Based on a Regression of Available Data in the Literature. U.S. Geol. Surv. Bull 1421-C.
- RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R.; FEIJÓ, F. J., 1994. Boletim de Geociências da Petrobras, 8, No.1, pp. 203- 218.



ROWE, A. M., CHOU, J. C. S., 1970. Pressure-volume-temperature-concentration Relation of Aqueous NaCl Solutions. J. Chem. Eng. Data, **15**, 61-66.

SCHALLER, H. 1973. Estratigrafia da Bacia de Campos. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 27, Aracaju, SBG. Anais, **3**, p. 247-258.

Schlumberger, Inc., 1989. Log Interpretation Charts, Inc.

STANDING, M. B., 1962. Oil Systems Correlations. in Frick, T. C., Ed., Petroleum Production Handbook, volume II. McGraw-Hill Book Co., part 19.

THOMAS. L. K., HANKINSON, R. W., PHILLIPS, K. A., 1970. Determination of Acoustic Velocities for Natural Gas. J. Petr. Tech., **22**, 889-892.

## V - BIBLIOGRAFIA

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. Disponível em <http://www.anp.gov.br>.

BATZLE, M.; WANG, Z., 1992. Seismic Properties of Pore Fluids. Geophysics, 57, No 11, p.1396-1408.

GASSMANN, F., 1951. Elastic Waves Through a Packing of Spheres. Geophysics, **16**, 673-685.

JEFFERSON DE MELLO AGRA, B.S., 1984. Depositional and Diagenetic Aspects of the Namorado Sandstone, Namorado Field, Campos Basin, Brazil. Master Thesis, University of Texas at Austin.

MELLO, M. R.; KOUTSOUKOS, E. A. M.; MOHRIAK, W. U.; BACOCOLI, G., 1994. Selected Petroleum Systems in Brazil. AAPG Memoir #60, p. 499-512

RANGEL, H. D.; MARTINS, F. A. L.; ESTEVES, F. R.; FEIJÓ, F. J., 1994.  
Boletim de Geociências da Petrobras, **8**, No.1, pp. 203- 218.

Schlumberger, Inc., 1998. Principais Compartimentos Exploratórios, Bacia de Campos. Searching for Oil and Gas in the Land of Giants, p.32-39.

WOEBER, A. F.; SAMUEL KATZ; AHRENS, T. J., 1963. Elasticity of Selected Rocks and Minerals. Geophysics, **28**, Nos. 1-6, p. 658-664.

BOURBIÉ, T.; COUSSY, Q.; ZINSZNER, B. Acoustics of Porous Media. Institut Français du Pétrole. Editions Technip.







